

**ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO PARA LA SEPARACIÓN DE GAS EN
FONDO DE POZO**

FERNANDO PAVA SAAVEDRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

**ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO PARA LA SEPARACIÓN DE GAS EN
FONDO DE POZO**

FERNANDO PAVA SAAVEDRA

**Trabajo de grado para optar al título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

Especialista en ingeniería de gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos:

Al Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo coordinador del programa de Especialización en Ingeniería del Gas y director de éste proyecto; por la orientación, el tiempo, dedicación, exigencia y respaldo continuo.

Al personal profesional del Campo Tibú, por su indispensable colaboración y apoyo durante el desarrollo de ésta monografía, en especial al ingeniero Elías Sepúlveda, por el acompañamiento, instrucciones y sugerencias.

Al Grupo de profesionales de la Décimo Primera Promoción de la Especialización en Ingeniería del Gas en la ciudad de Bucaramanga, por sus críticas constructivas, profesionalismo y excelente calidad humana.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por la formación ética y profesional a lo largo del programa de Especialización.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso por cada una de las bendiciones recibidas, por proporcionar la paciencia y sabiduría necesaria en la realización de este trabajo; por ser la fuerza poderosa y desconocida que impulsa a cualquier ser humano a realizar cada uno de sus sueños, gracias por la compañía, a él toda la gloria.

A mis padres y hermano, por su amor incondicional, comprensión, noches de desvelo, por ayudarme a ser mejor persona día a día, gracias por el apoyo económico y emocional, por cada uno de sus consejos, frases y palabras de aliento en los momentos difíciles. Los amo, los amaré y estaré completamente agradecido con ellos todos los días de mi vida.

A todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este objetivo, amigos, familiares, compañeros de trabajo, gracias por las opiniones, sugerencias y críticas constructivas, gracias por los buenos momentos vividos.

A mis amigos y compañeros: Jessica L, Cesar A, Jorge V, Pastor M, excelentes personas y seres humanos, gracias por su granito de arena en la realización de esta monografía.

Fernando Pava Saavedra

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN	13
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	15
1.1 BOMBEO MECÁNICO	17
1.1.1 Bombas de subsuelo	17
1.1.2 Equipo de superficie de bombeo mecánico	18
1.1.3 Problemas de gas en bombeo mecánico	19
1.1.4 Análisis de la carta dinagráfica de superficie en pozos con alta producción de gas (gas lock)	19
1.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	22
1.2.1 Problemas de gas en bombeo por cavidades progresivas.....	24
1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	26
1.3.1 Problemas de gas en bombeo electrosumergible.....	27
2. SEPARADORES DE GAS Y ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO.....	29
2.1 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO MECÁNICO	29
2.1.1 Ancla de Gas Sencilla (poorboy)	31
2.1.2 Ancla de Gas con Empaque.....	32
2.1.3 Ancla de Gas de Copa	33
2.2 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	37
2.2.1 Nueva Tecnología (NPCP, NEW PROGRESSING CAVITY PUMP).....	39
2.3 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	41
2.3.1 Separador convencional o estático	41
2.3.2 Separador rotativo o dinámico	41
3. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO	45
3.1 ANÁLISIS BOMBEO MECÁNICO.....	45
3.2 ANÁLISIS BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	57
3.3 ANÁLISIS BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	62
4. OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS	67

5. CONCLUSIONES 70
6. RECOMENDACIONES 71
BIBLIOGRAFÍA 72

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparativo pozo BM1.....	49
Tabla 2. Costo inversión total pozo BM1.....	49
Tabla 3. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM1.....	49
Tabla 4. Comparativo pozo BM2.....	53
Tabla 5. Costo inversión total pozo BM2.....	53
Tabla 6. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM2.....	53
Tabla 7. Comparativo pozo BM3.....	56
Tabla 8. Costo inversión total pozo BM3.....	56
Tabla 9. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM3.....	56
Tabla 10. Datos del pozo PCP1.....	57
Tabla 11. Resultados Registros de Nivel y Parámetros Operaciones del Pozo PCP1.	59
Tabla 12. Egresos pozo PCP1 (PCP Convencional).	61
Tabla 13. Ingresos pozo PCP1 (PCP Convencional).	61
Tabla 14. Egresos pozo PCP1 (Nueva tecnología).	61
Tabla 15. Ingresos pozo PCP1 (Nueva Tecnología).	61
Tabla 16. Comparación resultados entre sistemas de levantamiento para el pozo BES1.	64
Tabla 17. Tabla de análisis económico para el pozo BES1.	65

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Equipo de Subsuelo de Bombeo Mecánico.	17
Figura 2. Dinagrama con alta producción de gas.....	20
Figura 3. Dinagrama con una alta relación gas- líquido.	21
Figura 4. Partes principales de la bomba de Cavidades Progresivas.....	23
Figura 5 .Sistema Bombeo Electrosumergible.	26
Figura 6. Distribución del gas dentro del impulsor.	28
Figura 7. Esquema de Ancla de Gas.	30
Figura 8. Ancla de Gas Sencilla.....	32
Figura 9. Esquema de Ancla de Gas con Empaque.	33
Figura 10. Esquema de Ancla de Gas con Copas.	34
Figura 11. Separación por Descentralización.	35
Figura 12. Diseño separador de gas PCP.....	38
Figura 13. NPCP (New Progressing Cavity Pump).	40
Figura 14. Componentes de los separadores: a) Convencional, b) Dinámico.	42
Figura 15. Etapa de una Bomba de Tornillo Gemelo.....	43
Figura 16. Carta Dinamométrica Pozo BM1.....	46
Figura 17. Esquema de una Petrovalve.	47
Figura 18. Carta Pozo BM1 después de la instalación del ancla de gas modificada.....	48
Figura 19. Carta Dinamométrica Pozo BM2.....	50
Figura 20. Ancla de Gas Inversa, utilizada en el pozo BM2.....	51
Figura 21. Carta Pozo BM2 después de la instalación del ancla de gas modificada.....	52
Figura 22. Carta Dinamométrica Pozo BM3.....	54
Figura 23. Carta Pozo BM3 después de la instalación del ancla de gas modificada.....	55
Figura 24. Generador eléctrico impulsado por la industria del gas.	67
Figura 25. Conexión anulares pozo PCP.	68
Figura 26. Unidad Bombeo mecánico VSH2.	69

RESUMEN

TITULO: ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO PARA LA SEPARACIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO*.

AUTOR: FERNANDO PAVA SAAVEDRA**

PALABRAS CLAVES: Gas en fondo de pozo, alternativas de completamiento, bloqueo por gas, gas natural.

DESCRIPCIÓN:

La baja eficiencia de separación de gas en fondo de pozo es uno de los eventos que golpea fuertemente la producción de hidrocarburos, ya que genera un desaprovechamiento de los recursos naturales extraídos del yacimiento y una restricción operativa en los sistemas de levantamiento artificial. Esta limitante hace que el gas no separado previamente interfiera en la operación correcta de los componentes de las bombas, afectando la producción de hidrocarburos y ocasionando pérdidas en los tiempos operacionales, el cual limita la sostenibilidad de cualquier campo.

Lo anteriormente expuesto se debe a factores como la falta de profundización en el uso de alternativas para el diseño de completamiento de pozos y el no re direccionamiento de recursos económicos enfocados a este tema en específico, impidiendo la implementación de tecnologías y mejoras en las facilidades de superficie. De continuar con la anterior situación, estaríamos minimizando la producción de hidrocarburos y desaprovechando un recurso altamente importante en el mundo energético como lo es el gas natural.

Este trabajo estudiará alternativas de completamiento, que garantice un mayor proceso de separación inicial de gas en fondo de pozo, apoyados en casos prácticos que soporten y generen recomendaciones de aprovechamiento de los recursos producidos. El alcance de este trabajo se enfocará principalmente en observar cada una de las diferentes alternativas de completamiento que se pueden implementar para garantizar un mayor proceso de separación de gas en fondo de pozo; paralelamente se identificarán casos prácticos, que soporten los modelos y diseños planteados anteriormente; apoyados en las conclusiones del estudio realizado, se presentarán algunas recomendaciones que vayan enfocadas en el aprovechamiento de cada uno de los recursos producidos.

*Trabajo de grado

**Facultad ingeniería físico química. Escuela ingeniería de petróleo. Especialización ingeniería de gas. Director: Julio Cesar Perez Angulo, Especialista en ingeniería de gas.

ABSTRACT

TITLE: COMPLETION ALTERNATIVES FOR SEPARATING BOTTOMHOLE GAS*.

AUTHOR: FERNANDO PAVA SAAVEDRA**

KEYWORDS: Bottomhole gas, completion alternatives, gas lock, natural gas.

DESCRIPTION:

The low efficiency gas separation bottomhole is one of the events that strongly hits hydrocarbon production, generating a waste of natural resources extracted from the reservoir and an operating restriction on artificial lift systems. This limitation makes the gas not previously separated interfere with the correct operation of the pump components, affecting hydrocarbon production and causing losses in operating time, which limits the sustainability of any field.

The above is due to factors such as lack of research in the use of alternatives for the design and completion of wells and not redirecting of economic resources focused on this specific topic, preventing the implementation of technologies and improvements in surface facilities. Continuing with the previous situation, we would be minimizing the production of hydrocarbons and wasting an important resource in the energy world as it is natural gas.

This paper will study alternative completion, to ensure greater initial separation process gas bottomhole, supported by case studies that support and generate recommendations for use of resources produced. The scope of this paper will focus primarily on observing each of the different alternatives of completion that can be implemented to ensure greater separation process gas bottomhole, parallel case studies will be identified to support models and designs presented above, supported by the findings of the study, some recommendations for use of each of the resources produced.

*Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Gas Engineering Specialization. Director: Julio cesar Pérez Angulo. Specialist in gas engineering.

INTRODUCCIÓN

En un funcionamiento normal, el gas y líquido entran al pozo a través de las perforaciones, el líquido fluye a la parte inferior del pozo bajo la acción de la gravedad mientras que las burbujas de gas más livianas se elevan a través del líquido, formando una columna líquido-gaseosa desde la parte inferior de los intervalos perforados, después el gas fluye a través del espacio anular de la tubería-casing hasta la cabeza del pozo, donde sale a la línea de flujo. Prácticamente el 100% de líquido se acumula en la parte inferior del pozo y entra a la bomba para ser descargado en el tubing.

Este trabajo propone estudiar diferentes diseños de completamiento que ayuden a mejorar el proceso inicial de separación gas-líquido en fondo de pozo, con el fin de aumentar la eficiencia de los sistemas de levantamiento, conllevando a optimizaciones en la producción, tiempo y recursos; el cual son importantes para el sostenimiento y la economía de un campo petrolero.

Muchos de los problemas operaciones en los pozos petroleros se generan por malas decisiones a la hora del completamiento, esto hace que los sistemas de levantamiento instalados presenten fallas o funcionen con una baja eficiencia. El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico se encuentra diseñado para manejar líquido y no gas, cuando éste penetra en la bomba, causa un efecto llamado bloqueo por gas, que disminuye la eficiencia de bombeo; por su parte el sistema PCP ha mostrado problemas significativos al manejar mezclas multifásicas (% de gas libre a la entrada de la bomba > 65%), sufriendo una pérdida de eficiencia cuando un fluido con alta RGP es bombeado, es decir, cuando el gas libre está presente en las primeras etapas de la bomba, ocupa espacio útil y restringe la eficiencia volumétrica de la misma (la bomba trabaja en vacío); finalmente para el sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible

se diseñan diferentes tipos de separados de gas, que permite mejorar la eficiencia en el bombeo, disminuyendo la capacidad de carga en el motor, producida por la interferencia de gas cuando ésta llega a ser severa.

Todos los separadores de gas operan sobre el principio de la separación gravitacional; alternativas como ancla de gas sencilla, con empaque, ancla de gas de copa, tecnologías como NPCP (New Progressing Cavity Pump), separadores convencionales y rotativos serán analizados a continuación con el fin de evaluar el funcionamiento de los mismos.

Basados en información proporcionada por las áreas de yacimientos, producción e Ingeniería, se podrá comparar el desempeño de los diferentes sistemas de levantamiento (bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y bombeo electrosumergible), en presencia de dispositivos o diseños que faciliten la separación gas-líquido.

La optimización de recursos producidos podría enfocarse en el aprovechamiento del gas como combustible para generación eléctrica, auto funcionamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial y la construcción de una red de anulares que despresurice el pozo con el fin de mejorar la eficiencia de valores de 80%.

La separación generada en fondo de pozo debe ir enfocada a mitigar la pérdida de eficiencia en los sistemas de levantamiento mencionados, reducir costos, y evitar el venteo del gas cuando se realizan operaciones de descarga, desperdiciando la energía contenida en él y generando además una atmosfera explosiva.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Las acumulaciones de gas y petróleo tienen lugar en celdas formadas por trampas estructurales o estratigráficas. El yacimiento es la porción de la trampa que contiene petróleo y/o gas formando un sistema simple hidráulicamente interconectado. Cuando en esta interconexión co-existen grandes volúmenes de rocas conteniendo agua, el sistema recibe el nombre de acuífero.

El desplazamiento de los fluidos del yacimiento hacia el pozo es gobernado por cuatro grandes mecanismos:

- Expansión del fluido
- Desplazamiento natural o artificial
- Drenaje gravitacional
- Expulsión capilar

En muchos yacimientos los cuatro mecanismos pueden estar activos simultáneamente aunque normalmente uno o dos de ellos son los predominantes.

Por ejemplo, un yacimiento volumétrico (sin acuífero) puede producir inicialmente por expansión de fluidos pero cuando la presión original llega a valores bastante bajos, el mecanismo predominante puede ser drenaje gravitacional ayudado mediante un método de levantamiento artificial.¹

Este tipo de yacimiento es uno de los de mayor interés para los ingenieros de optimización por levantamiento artificial y por tanto, es importante que se estudien bien los parámetros que intervienen en su caracterización.

¹ CRAFT, Benjamin y HAWKINS, Murray. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Cap 1. Prentice-Hall, 1959.

Para diseñar cualquier sistema de levantamiento artificial en forma apropiada, es necesario saber lo más exactamente posible las tasas de producción que el yacimiento puede aportar no sólo en el tiempo presente sino también en el futuro.

La falta de información en esta área puede conducir al ingeniero producción, por un lado, a sobre-diseñar el sistema y, por otro, a usar un equipo que limite las posibilidades de producir a la tasa que el yacimiento aporta.

Ambos escenarios tienen un efecto negativo en la factibilidad económica del sistema de levantamiento artificial. Cuando se perfora el pozo a su profundidad determinada, se crea una comunicación entre la superficie y el yacimiento. Por otro lado, cuando el pozo se mantiene cerrado durante un tiempo, la presión en el fondo se iguala a la del yacimiento y por tanto, no hay aporte del yacimiento. Una vez que se crea un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, los fluidos se mueven hacia el área de menor presión (el fondo del pozo) a tasas que dependen de una serie de factores.

Aunque el factor predominante es el diferencial de presión (drawdown), hay otros que inciden en el proceso tales como propiedades del yacimiento (permeabilidad, porosidad, espesor de arena), propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad, gas, agua) y efectos de la completación del pozo (cañoneo, daño a la formación).

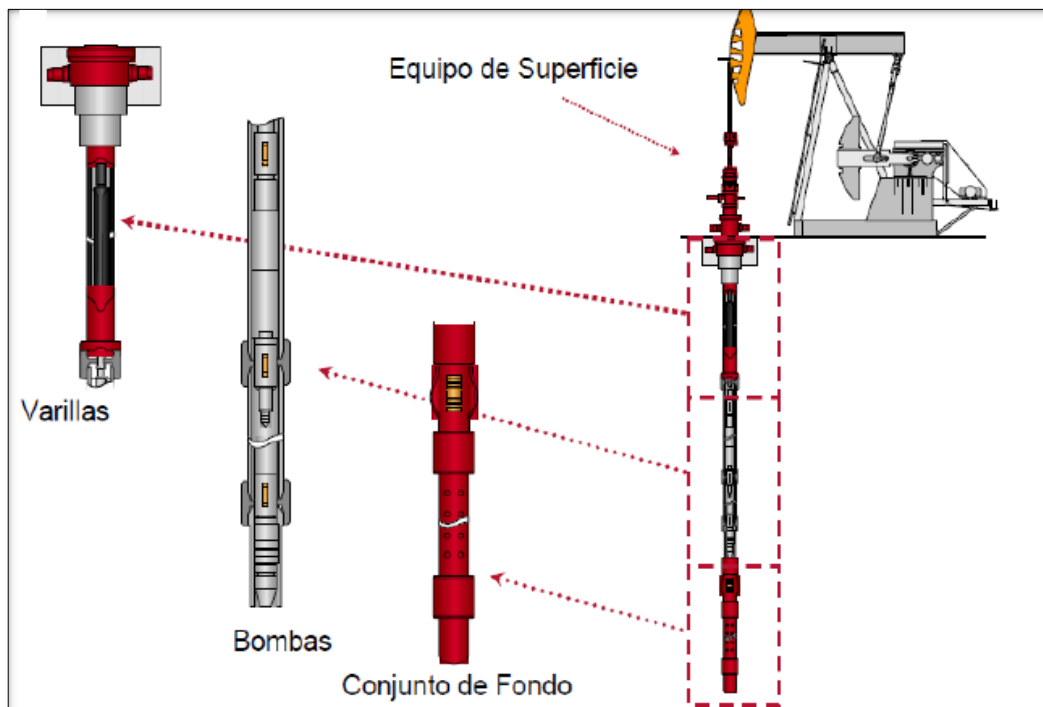
La eficiencia volumétrica (V_{eff}) de las bombas en los pozos petroleros, sean reciprocantes, de cavidad progresiva o electrosumergibles es afectada por la cantidad de gas que deban manejar.

En principio, las bombas no están hechas para manejar gas aunque pueden aceptarlo en mayor o menor cantidad dependiendo de la tecnología que se use en su diseño.

1.1 BOMBEO MECÁNICO

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo y más utilizado en el mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión².

Figura 1. Equipo de Subsuelo de Bombeo Mecánico.



Weatherford.

1.1.1 Bombas de subsuelo Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferencial de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluidos en ciclos periódicos sincronizados.

² CHILUIZA, Wendy y ROSALES, José Andrés. Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa bloque 1 operado por EP Petroamazonas. Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2013.

Los componentes de la bomba de subsuelo:

- ✓ Barril o camisa: Es un cilindro de superficie completamente pulida, dentro del cual se mueve el pistón.
- ✓ Pistón o émbolo: Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.
- ✓ Válvula fija: Está formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.
- ✓ Válvula viajera: Es también un sistema de bola / asiento, que viaja durante los ciclos de bombeo.
- ✓ Anclaje o zapata: Combinación de partes reunidas inferiormente, para obtener el anclaje de la bomba; efectuando un sello hermético.

Tipos de Bombas:

Las bombas de subsuelo según el API se clasifica en:

- ✓ Bombas de varillas o inserción (R).
- ✓ Bombas de tubería (T).
- ✓ Bombas SIS.

1.1.2 Equipo de superficie de bombeo mecánico. La unidad de bombeo se compone de lo siguiente: una estructura de soporte, balancín, bielas, cigüeñal y de otro equipo relacionado. Un arreglo típico del equipo en superficie se compone de: un eje del motor del reductor de velocidades, un balancín, un cabezal, un cable, la barra porta varillas, el vástago pulido, la sarta de varilla.

Unidad de bombeo: Es una máquina integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a recíproco vertical, a velocidad apropiada, con el propósito de accionar la sarta de varillas y bombas del subsuelo.

De acuerdo a los diferentes tamaños, características y funcionamiento, pueden clasificarse en los siguientes:

- ✓ Balancín API.
- ✓ Hidráulicas.
- ✓ Rotativos.
- ✓ Otros (winches, neumáticas).

1.1.3 Problemas de gas en bombeo mecánico. Las bombas se encuentran diseñadas para manejar el bombeo de líquido y no de gas, por lo cual se presentan problemas cuando el gas penetra en la bomba, este causa un efecto llamado bloqueo por gas, que disminuye la eficiencia de bombeo³.

Generalmente cuando se tiene baja producción, alta relación gas- aceite (RGA) y escasa presión de fondo, se producen dichos bloqueos, parcial o total, en este caso ocupa todo el volumen del barril y deja de producir.

El gas acumulado en el barril queda con una presión tal, que cuando el pistón baja, lo comprime; pero no lo suficiente para vencer la presión de la columna líquida del tubing. Por lo tanto la válvula viajera permanece cerrada.

Cuando el pistón sube se descomprime el barril, pero la presión del mismo es superior a la producida por el peso del fluido contenido en el casing; por lo tanto no permite que se abra la válvula fija. De esta forma el gas trabaja como un resorte comprimiéndose y descomprimiéndose dentro del barril. Este fenómeno se lo conoce comúnmente como candado de gas.

1.1.4 Análisis de la carta dinagráfica de superficie en pozos con alta producción de gas (gas lock). El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más utilizado. Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado

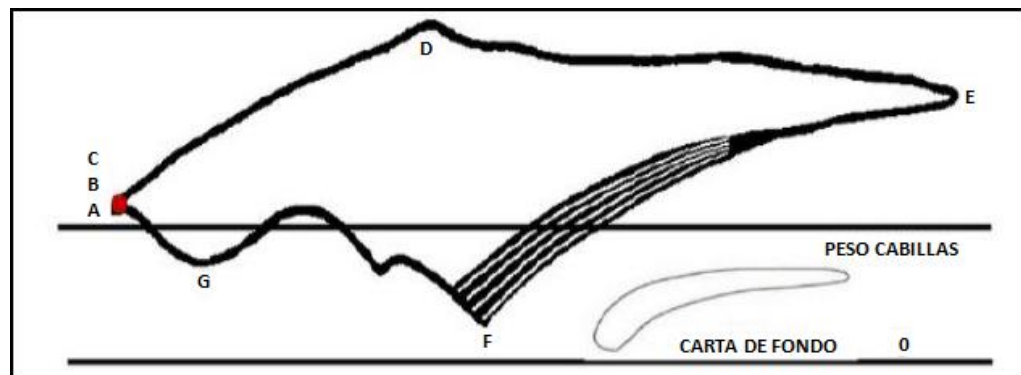
³ BOHÓRQUEZ, Miguel. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo well analyzer en los campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Práctica empresarial, 2005.

por Gilbert⁴ y Fagg⁵, donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición, para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

En la siguiente carta dinagráfica se observa que la bomba está manejando un volumen muy considerable de gas, disminuyendo el diámetro de la indicada unidad, se puede obtener una mejor eficiencia volumétrica, al instalar un equipo en un sistema abierto con un ancla o separador de gas se logra perder menos carrera por compresión del gas.

Cuando un pozo bombea con una alta relación gas-liquido, la carta dinagráfica muestra una curva de compresión de gas en la carrera descendente, esto se debe a que la válvula viajera no abre hasta que la presión en el fluido que se está comprimiendo sea lo suficiente para vencer el peso de la columna hidrostática en la tubería de producción (F).

Figura 2. Dinagrama con alta producción de gas.

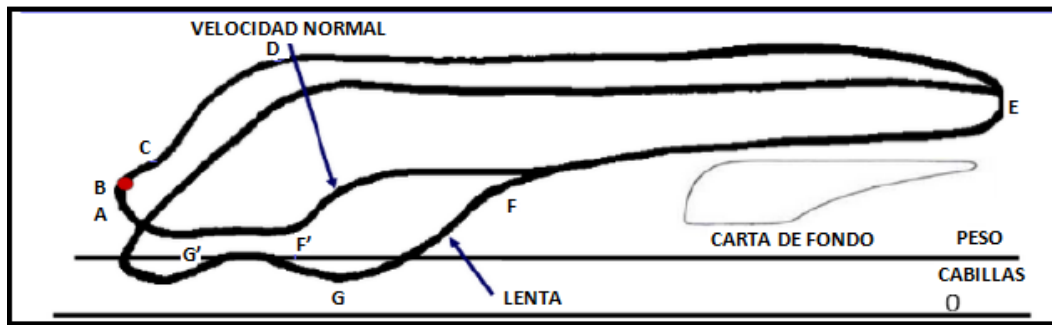


Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007.

⁴ WALTON, Gilbert. An Oil Well Pumping Dynagraph. API Drilling and Production Practice, 1936, pp. 94- 115.

⁵ FAGG, W. Dynamometer Charts and Weighing, Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950, pp.165-174.

Figura 3. Dinagrama con una alta relación gas- líquido.



Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007.

Para mejorar esta acción de bombeo se debe instalar la bomba lo más profundo posible, luego una válvula anular y montar una bomba para manejar gas o un ancla de gas con un tubo de barro más largo.

Algunos para encontrar una solución, disminuyen la distancia entre el pistón y la parte inferior de la bomba haciéndola golpear. Es importante tener cuidado con esta maniobra pues se le puede dañar seriamente a la bomba, y el objeto es solamente conseguir el menor espacio posible en el punto muerto inferior del ciclo de bombeo para obtener la máxima presión. No se puede hacer en las bombas de tubería, solo en las bombas de inserción⁶.

Otra práctica es agregar agua o petróleo entre las columnas para acelerar el desbloqueo.

Otra alternativa es modificar el régimen de bombeo, aumentando la carrera de la unidad de bombeo para mejorar la relación de compresión en la bomba y disminuyendo las emboladas por minuto (EPM) para aumentar el tiempo de llenado.

⁶ ARIAS, Edgar. Propuesta de diseño para el reacondicionamiento de bombeo mecánico con equipo TRP. Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.

Otra acción recomendada es parar la unidad y, si es posible, desahogar el anular y observarlo por unas cuatro horas.

Luego, arrancar la unidad y realizar una prueba de presurización (consiste en cerrar la válvula de la línea de flujo y registrar la rata de aumento de presión con un manómetro).

Los estudios realizados por McCoy⁷ presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra. Utilizando la tasa de restauración del gas y el volumen del espacio anular, se puede obtener con exactitud la tasa de flujo de gas en el anular.

Si esto no resulta, es preferible parar la unidad con el anular hacia la línea de flujo y reportarlo al Centro de Control con el fin de programar las siguientes actividades.

1.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)⁸

A grandes rasgos, la Bomba de Cavidades Progresivas está compuesta de dos piezas ensambladas entre sí: el Rotor y el Estator.

El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que trasmite el movimiento rotativo a la sarta de cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor.

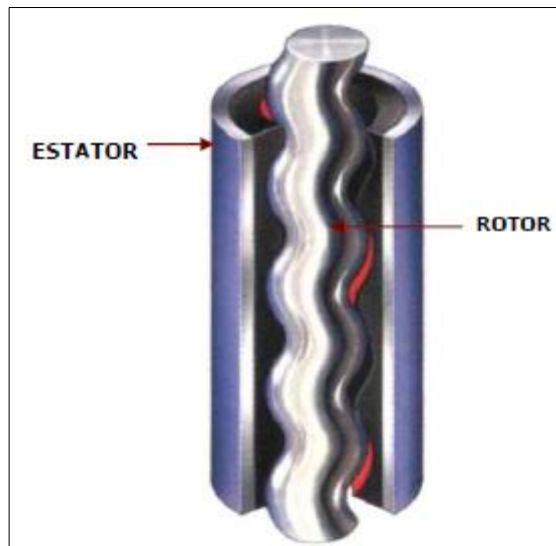
El Estator es un cilindro de acero (tubo), recubierto de un elastómero sintético (goma endurecida). Se debe prestar mucha atención al seleccionar el elastómero, ya que su vida útil depende de la gravedad del crudo, la temperatura, agentes corrosivos, gas, arena y otros.

⁷ MCCOY, J.N., PODIO A.L., HUDDLESTON K. L.. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE. Formation Evaluation, September 1988, pp. 617-621.

⁸ EQUIMAVENCIA. Manual de Bombas de Cavidad Progresiva para petróleo, 2004.

La PCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

Figura 4. Partes principales de la bomba de Cavidades Progresivas.



WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

El Elastómero constituye el elemento más delicado de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. El Elastómero reviste internamente al Estator. Es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente. Esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba.

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los Elastómeros más utilizados en la aplicación PCP, poseen base Nitrílica (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoelastómeros.

Otro accesorio importante es el Ancla de gas⁹, su función principal es la de separar el gas libre antes de la admisión (entrada) de la bomba, de manera que pueda incrementar la eficiencia de esta.

1.2.1 Problemas de gas en bombeo por cavidades progresivas. El sistema PCP ha mostrado problemas significativos al manejar mezclas multifásicas (% de gas libre a la entrada de la bomba > 65%), sufriendo una pérdida de eficiencia cuando un fluido con alta RGP es bombeado, es decir, cuando el gas libre está presente en las primeras etapas de la bomba, ocupa espacio útil y restringe la eficiencia volumétrica de la misma (la bomba trabaja en vacío). Debido a esto, ha sido limitado por la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Los problemas se atribuyen principalmente a que la presión de la bomba se desarrolla en las etapas cercanas a la descarga, entonces el alto gradiente de presión causa un calentamiento, el cual comúnmente trae como consecuencia una falla prematura del estator.

La Interferencia: Es un parámetro de importancia para el funcionamiento y la vida útil de la bomba. La interferencia puede presentarse de dos maneras:

- ✓ Si es insuficiente, el escurrimiento dentro de la bomba resulta excesivo y, en consecuencia, disminuye la eficiencia.
- ✓ Si es excesiva, hay riesgo de recalentamiento y deterioro del elastómero, producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero).

⁹ ESP OIL. ENGINEERING CONSULTANTS. Taller de Bombeo por Cavidades Progresivas - Ingenieros. Maracaibo, Venezuela, 2005.

La mayor o menor interferencia, o compresión entre rotor y estator se puede lograr en principio variando el diámetro nominal del rotor. A su vez, la expansión del elastómero durante el proceso de producción hace que la interferencia aumente, lo cual se deberá tener en cuenta para elegir la mejor combinación entre rotor y estator¹⁰.

La expansión del elastómero se puede dar por:

- ✓ Expansión térmica (por la temperatura del fondo de pozo).
- ✓ Expansión química (generada por la presencia de aromáticos).

Los cambios más comunes en las propiedades mecánicas de los Elastómeros son: hinchamiento, endurecimiento y reblandecimiento. Sin embargo el hinchamiento es el fenómeno asociado al calentamiento generado en el elastómero.

- ✓ El hinchamiento, resultado de excesiva interferencia y, como consecuencia, un torque excesivo en las cabillas y el calentamiento del Elastómero.

La Histéresis, está relacionada con la fricción excesiva entre el rotor y el estator producido por aumento en la temperatura, debido a un ajuste apretado entre ambos elementos, a un exceso de volumen de gas libre o ausencia de líquido para lubricar.

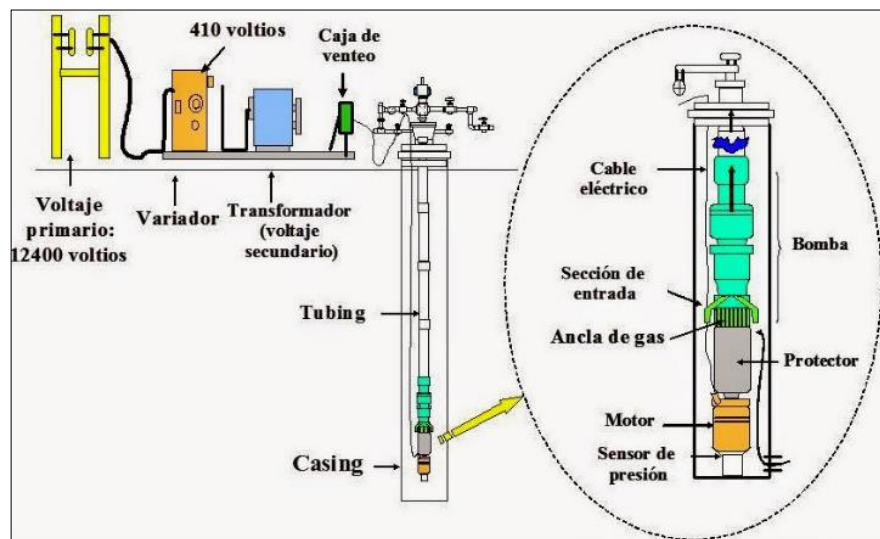
Cuando se presentan problemas por la cantidad de gas producido, se opta en primer lugar a Instalar un ancla de gas de mayor eficiencia, si el inconveniente persiste, lo recomendable es reducir la velocidad de operación, finalmente si no se evidencia mejoría, se debe considerar la utilización de otro método de producción.

¹⁰ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008V1. [Manual en línea]. Disponible: www.oilproduction.net/pcpoiltools.htm [Consulta: Junio 2008].

1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE¹¹

Se caracteriza por emplear la energía eléctrica convirtiéndola en energía mecánica¹², su principio de funcionamiento está basado en la centrifugación de fluidos imprimiendo mayor presión en estos para ser conducidos hacia una tubería de descarga; permite operar en rangos de condiciones de pozo y de producción bastante amplios siendo especialmente eficiente en la producción de crudo medio y ligero. La complejidad de los componentes eléctrico-electrónicos hace de éste sistema uno de los más delicados en cuanto al requerimiento de control y supervisión para garantizar un funcionamiento adecuado.

Figura 5 .Sistema Bombeo Electrosumergible.



PerfoBlogger.

Este tipo de sistema es capaz de manejar simultáneamente aceite, gas y agua, desde gastos considerados muy bajos 200 [bpd] a altos 100,000 [bpd], capaz de trabajar con altas viscosidades, desde luego su eficiencia es mucho mejor al ser utilizado para impulsar solo líquidos.

¹¹ DÍAZ, Jesús Héctor. Bombeo electrocentrífugo sumergido. Colegio de ingenieros petroleros de México, 2002.

¹² ARANDA, Felipe de Jesús. Bombeo electrocentrífugo sumergido. Apuntes de la materia de Sistemas artificiales de producción, 2011.

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador.

1.3.1 Problemas de gas en bombeo electrosumergible¹³. Una cantidad de gas a la entrada de la bomba electrosumergible superior al porcentaje permitido trae consigo diversos problemas con el equipo:

- ✓ El gas puede tender a producir un bloqueo dentro de la etapa, generando una prematura falla. (Vibraciones).
- ✓ El gas no lubrica los bujes del equipamiento.
- ✓ La eficiencia de bombeo se reduce.
- ✓ La eficiencia del levantamiento será reducida si el gas debe separarse.

Cuando el gas libre entra al primer impulsor de la etapa, toma un espacio y restringe la eficiencia volumétrica en la bomba. El resultado es una declinación en la producción esperada. De hecho si el ojo de los impulsores está lleno de gas, la bomba se bloqueará y puede dejar de producir.

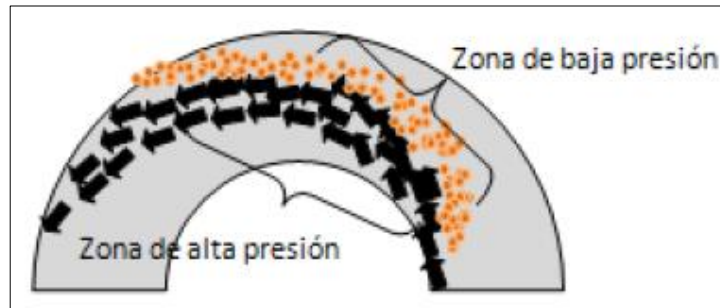
Como la densidad del gas es menor los impulsores no pueden aplicarle la misma fuerza centrífuga que al crudo por lo que la bomba no puede desarrollar mucha altura de elevación. Cuando se presenta este fenómeno con la bomba en rotación los álabes de la etapa tienen un área de alta y baja presión.

En la zona de baja presión las burbujas de gas empiezan a aumentar de tamaño hasta que ocupen totalmente la cavidad de los álabes de la etapa. Existen diferentes tipos de etapas de bombas electrosumergible y cada una maneja el gas de diversa forma. Las bombas de etapas radiales que están diseñadas principalmente para manejar caudales pequeños son las que menor manejo de

¹³ ROJAS, Jeison David y SARMIENTO, Luis Enrique. Evaluación del comportamiento y optimización del sistema electrosumergible en el campo Cantagallo, 2012.

gas tienen (menor porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba) siguen las bombas de flujo mixto con diversos porcentajes de manejo de gas libre y finalmente las bombas de etapas axiales que presentan los más altos porcentajes.

Figura 6. Distribución del gas dentro del impulsor.



ROJAS, Jeison David y SARMIENTO, Luis Enrique. Evaluación del comportamiento y optimización del sistema electrosumergible en el campo Cantagallo, 2012.

Adicional al manejo de gas de la bomba existen en el diseño del BHA BES dispositivos que disminuyen el porcentaje de gas libre que llega a la entrada de la bomba estos son el separador y el manejador de gas.

Los separadores de gas desempeñan también la función de admisión de fluidos, pueden ser estáticos y dinámicos. Originalmente los separadores de gas fueron diseñados para incrementar la separación de los fluidos, forzando el flujo a invertir su dirección dentro del pozo, esto dio origen al nombre de Separador de Flujo Inverso. Dado la forma de trabajo de este tipo de separador de gas, fue denominado Separador de Gas Estático.

2. SEPARADORES DE GAS Y ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO

Todos los separadores de gas operan sobre el principio de la separación gravitacional. Los líquidos, que son más densos que el gas, fluyen hacia abajo, pero el gas dada su baja densidad específica, tiende a ascender en los líquidos por el anular entre el casing y el tubing. Pozos con condiciones gaseosas o líquidas espumosas frecuentemente tendrían un 25 % a 50% de eficiencia. Pozos gaseosos con clara separación de gas de formación en el hueco tendrían de 50% a 70%. Para pozos con buena separación en el hueco y amplia sumergencia de la bomba, las eficiencias serían de 70 % a 80 %. Para pozos con nivel alto de fluido y con no interferencia de gas, la eficiencia volumétrica puede alcanzar hasta 100%.¹⁴

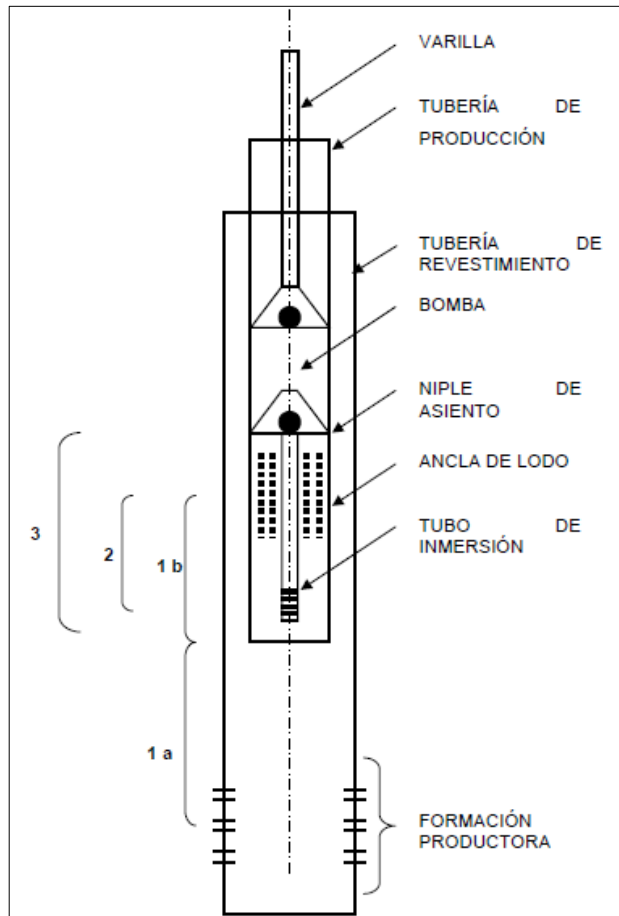
2.1 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO MECÁNICO

El ancla de gas se ilustra en la siguiente figura y trabaja así: La mezcla gas aceite fluye dentro de la cara de pozo de la formación productora a través de las perforaciones en el casing. Las burbujas más grandes tienden a subir directamente a la superficie y se separa como gas libre en el casing. Una porción de las burbujas medianas y pequeñas son sacadas dentro de las perforaciones del ancla de lodo por succión de la bomba. Mientras más burbujas suban, el líquido descendente se vuelve menos agitado y las más pequeñas y lentas burbujas ascendentes tienen oportunidad de volverse separadas del aceite. Para realizar esto y separar gas del aceite, es necesario desviar el aceite hacia abajo a una velocidad mayor que la velocidad de ascenso de las burbujas. Si la velocidad de descenso del aceite es menor que la velocidad de ascenso de las burbujas de gas, no ocurrirá separación y el gas será llevado dentro de la bomba.

¹⁴ BOOKAMAN, Varathorn y DE ABREU, Coromoto. "El pozo llustardo", Fondo editorial al del centro internacional de educación y Desarrollo (FONCIED), Primera edición en CD-ROM, Caracas, 1998.

Clasificación de los separadores de gas:

Figura 7. Esquema de Ancla de Gas.



Adaptado de Gipson y Swain. "Pumping Fundamentals". Texas Technological College, 1968.

La segregación de gas más eficiente sencilla es del Segregador de Gas Natural (Ancla Natural). Este Segregador utiliza la parte inferior del espacio anular de la tubería de revestimiento como un sumidero para la separación del gas. La característica más importante es que la bomba es colocada a corta distancia, por debajo del nivel de las perforaciones más inferiores de la tubería de revestimiento, quedando la succión de la bomba a una profundidad mucho mayor que en la cara de la arena, donde los fluidos de formación ingresan al pozo. El fluido del pozo,

líquido y gas, deben moverse hacia abajo para ingresar a la bomba. Durante su trayectoria el líquido tiene una velocidad descendente mientras la velocidad del gas es dirigida hacia arriba haciendo que el gas continuamente suba por el espacio anular por encima del nivel del fluido. El espacio anular se mantendrá abierto en superficie, para que el gas separado pueda salir del pozo, asegurando un proceso continuo de separación.

Las Anclas de gas, de acuerdo a su configuración, se clasifican en:

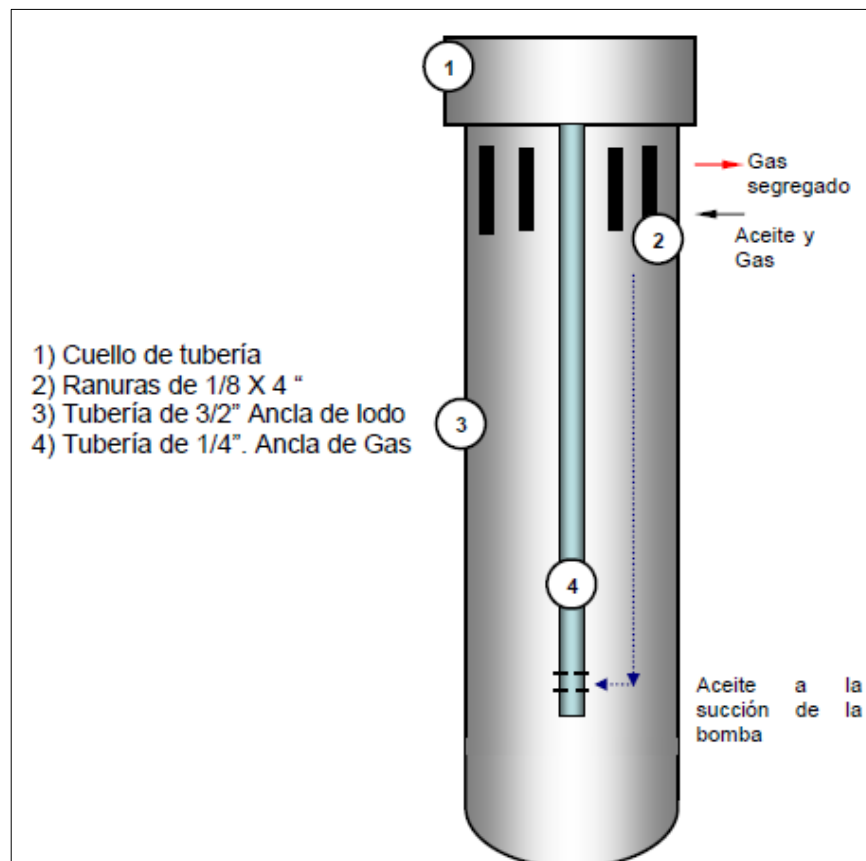
- ✓ Ancla Sencilla
- ✓ Ancla con empaque
- ✓ Ancla con copas.

Existen más tipos de anclas de gas, las cuales son variaciones de estas con el fin de mejorar la separación en fondo.

2.1.1 Ancla de Gas Sencilla (poorboy). En el ancla sencilla, durante el movimiento hacia abajo del líquido, el gas libre dentro del ancla se segrega y sale por las aberturas subiendo por el anular. El tubo interno del ancla (tubo mosquito) generalmente tiene un diámetro de 1 pulgada para fluidos livianos ($API > 30$), mientras que el revestimiento exterior del ancla es del mismo diámetro de la tubería de producción.

Es el tipo de ancla más comúnmente utilizado debido a la sencillez en su diseño, por lo general los resultados de la aplicación de este tipo de ancla son buenos en pozos cuya cantidad de gas producido puede ser manejado y segregado a través de las ranuras fabricadas en el ancla.

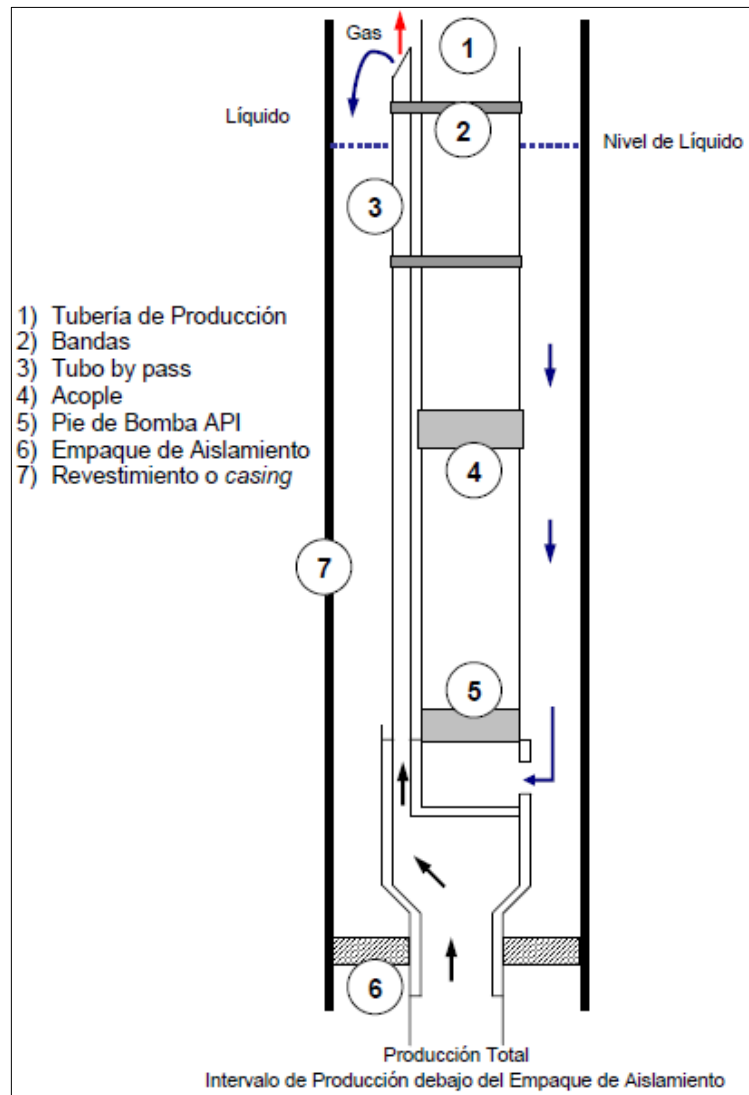
Figura 8. Ancla de Gas Sencilla.



DÍAZ, Jorge Antonio y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa, 2007.

2.1.2 Ancla de Gas con Empaque. El ancla con empaque tiene la ventaja de una alimentación por gravedad a la toma de la bomba. Su principal desventaja es la instalación del empaque; cuando hay problemas de arena, ésta se deposita en el empacador.

Figura 9. Esquema de Ancla de Gas con Empaque.

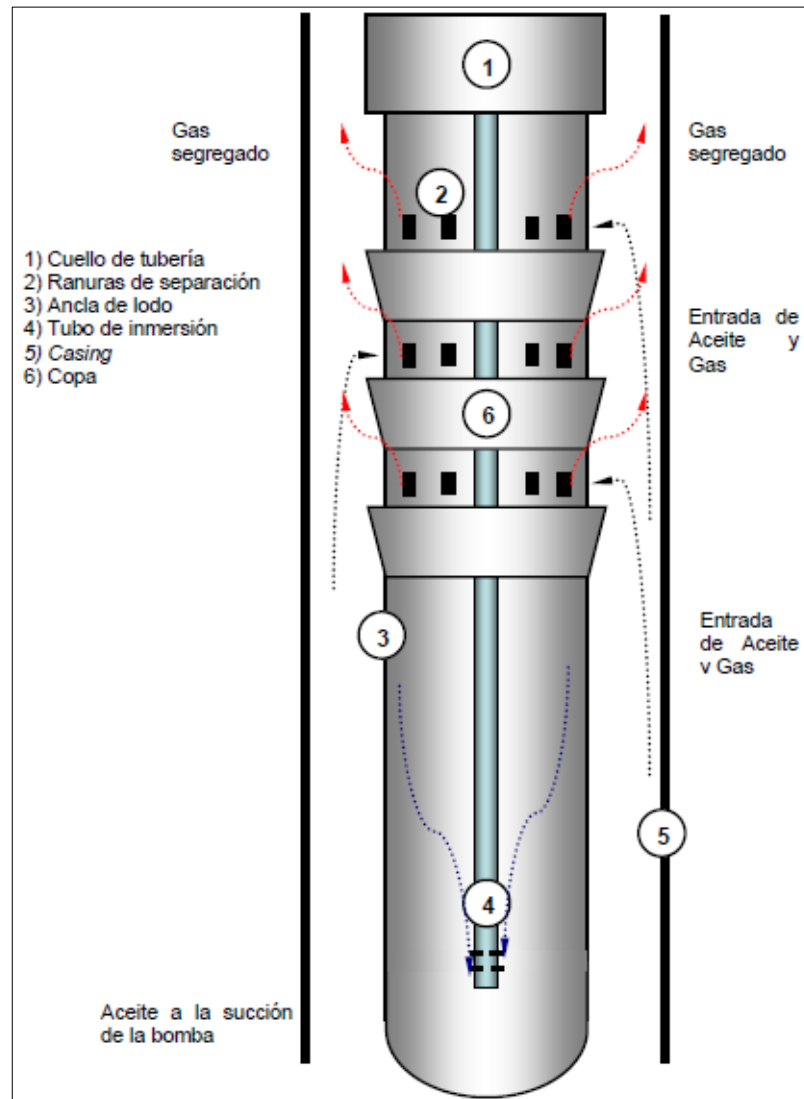


SPE 63082 New Well-Testing Methods for Rod-Pumping Oil Wells —Case Studies.

2.1.3 Ancla de Gas de Copa. El ancla Hague o de Copa tiene un canalón de metal soldado alrededor de la circunferencia de la pared del ancla inmediatamente debajo de cada juego de aberturas. A medida que el líquido y el gas se producen desde la formación, se mueven hacia el lado superior del agujero, y ésta es el área que tiene el mejor radio hidráulico. Las copas desvían el fluido para que pase las

aberturas de entrada del ancla. Pero el movimiento hacia arriba del líquido deberá detenerse finalmente y el líquido debe drenarse hacia abajo al lado inferior del agujero. Durante este movimiento hacia abajo, el gas libre tiende a escapar hacia arriba y el líquido, libre de gas, es captado en los canalones desviándose hacia el interior del ancla.

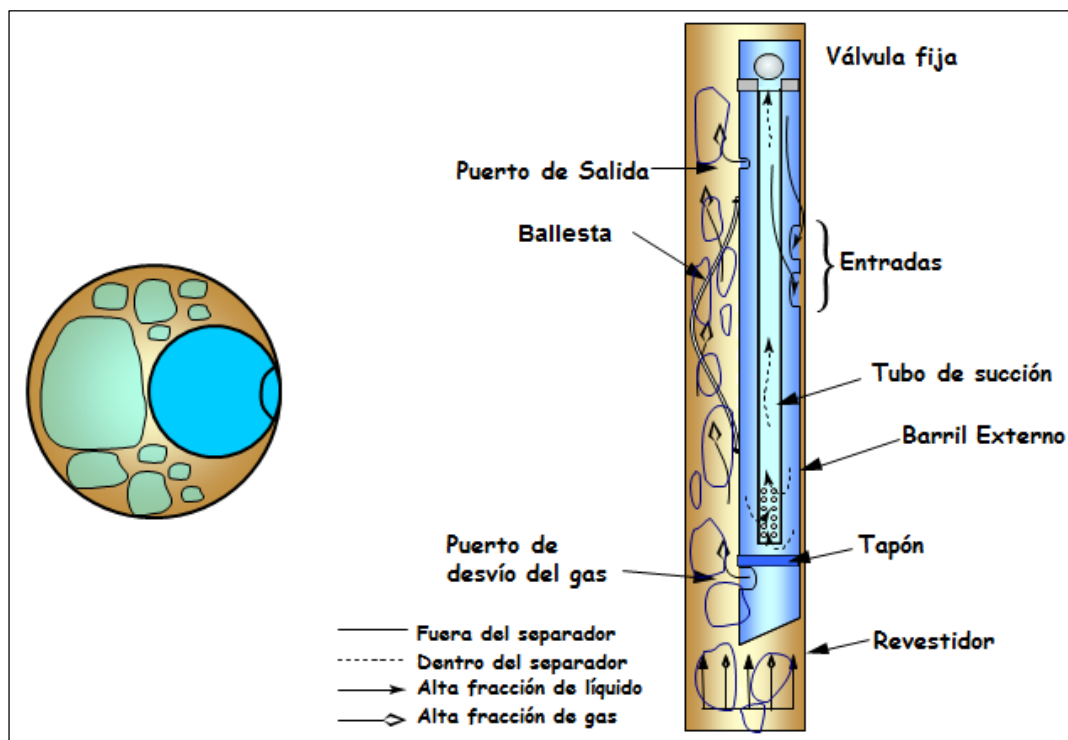
Figura 10. Esquema de Ancla de Gas con Copas.



Adaptado de ROJAS, Jeison David y SARMIENTO, Luis Enrique. Evaluación del comportamiento y optimización del sistema electrosumergible en el campo Cantagallo, 2012.

En 1995, Podio y McCoy¹⁵ presentaron un nuevo diseño basado en un principio diferente a los planteados hasta entonces. Estos investigadores observaron el hecho de que en espacios anulares excéntricos el gas tiende a fluir preferencialmente por la zona más amplia de este espacio anular. Aprovechando este fenómeno, diseñaron un separador excéntrico. La entrada al separador fue colocada en la región más cercana al revestidor, la cual coincide con la zona de alta concentración de líquido. De esta manera, se consigue que la mayor separación ocurra fuera del separador y no dentro de él.

Figura 11. Separación por Descentralización.



Adaptado de MCCOY, J.N., PODIO A.L., Improved downhole gas separators, 1995.

En todos los casos debe tenerse en cuenta que el separador actúa como un sistema que tiene dos efectos: 1) Separa gas libre, 2) Crea una caída de presión

¹⁵ MCCOY, J.N., PODIO A.L., Improved downhole gas separators, 1995.

adicional. El segundo efecto es perjudicial, pues induce una liberación adicional de gas y aumenta el volumen ocupado por la masa de gas libre. La caída de presión impuesta por el separador se debe a la fricción y al hecho de que, en algunos casos, la sola presencia del separador obliga a colocar la bomba más arriba de lo que se haría si no se colocara este equipo. Estos factores deben analizarse al momento de decidir si es recomendable el uso de un ancla de gas a la entrada de la bomba.

Los principales parámetros en un diseño de ancla de gas son:

- ✓ Velocidad de burbuja de gas.
- ✓ Diámetro del ancla de lodo.
- ✓ Longitud del tubo de inmersión o de mosquito (Ancla de Gas).
- ✓ Las caídas de presión asociadas con el sistema de ancla de gas. (sección 1,2 y 3 del esquema de ancla de gas).

Se toman como reglas del dedo pulgar las usadas en el pasado para otros diseños de ancla de gas. La velocidad de burbuja de gas de 0,5 [ft/s] es una suposición si la gravedad API del líquido es mayor a 30, el flujo es turbulento y la temperatura es mayor a 100°F. Los principios detrás de la operación de un ancla de gas eficiente se presentan con sugerencias sobre cómo se pueden diseñar anclas de gas más eficientes para ingenieros de producción.

Teniendo en cuenta el uso de los diferentes tipos de separadores de gas y las maniobras operaciones explicadas en capítulos anteriores, existen otros mecanismos que contribuyen a mejorar la eficiencia de funcionamiento de las bombas de subsuelo.

Una opción, es disminuir la presión por encima de la válvula viajera y para lograrlo, se puede instalar un dispositivo anti-bloqueo resolviendo el problema mecánicamente.

Otra alternativa desde el punto de vista de completamiento es la instalación de una bomba especial conocida como bomba de varillas de dos secciones “Rod Pump Two Stage” el cual solucionan problemas en pozos con alta producción de gas. Esta bomba incorpora 2 (dos) bombas de varilla en serie.

Las etapas de funcionamiento de esta bomba son:

- ✓ En la carrera ascendente el fluido es introducido en la cámara baja (lower chamber).
- ✓ En la carrera descendente el fluido pasa a través de la válvula viajera a la cámara menor (small chamber).
- ✓ En la siguiente carrera ascendente la mezcla es comprimida hasta que ésta abra la válvula viajera y entre a la tubería de producción.

Esta doble acción aumenta el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas. Sin embargo en pozos con producción de sólidos erosivos disminuye tanto su eficiencia como su vida útil.

2.2 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

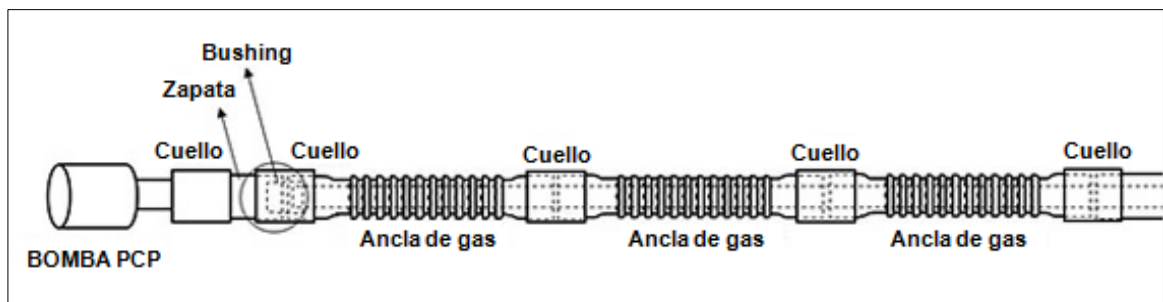
La eficiencia volumétrica de las PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior.

Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas – líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba, adicionalmente dentro del ancla, por los diferenciales de presión que allí se originan, ocurren separaciones adicionales de gas el cual también es conducido a la bomba; algunos diseños

consideran el desalojo de este gas al espacio anular revestidor-reductor. Aunque existen separadores dinámicos de gas, estos son generalmente aplicados a bombas electrosumergibles, aprovechando la rotación a alta velocidad de la bomba para accionar el separador centrífugo.

Los separadores estáticos o anclas de gas más populares son el poorman (o poorboy) y el de copas (Gilbert-cup)¹⁶. En ambos casos la separación se realiza por efecto de la gravedad, aprovechando la diferencia de densidades entre las dos fases (líquido y gas). Existen también separadores estáticos con elementos internos de forma helicoidal (anclas Dinamix), de modo que inducen una rotación, con el fin de crear un efecto centrífugo que contribuye con la gravedad en la separación. Sin embargo, este último tipo de separadores es muy poco usado, ya que son mucho más difíciles de construir y hasta ahora su ventaja frente a los separadores más sencillos no ha sido comprobada. Algunos separadores son diseñados basados en los modelos explicados anteriormente:

Figura 12. Diseño separador de gas PCP.



BCP-VEN COMPANY.

Son tres secciones de anclas de 3 pies cada una, concéntricas en los revestidos de producción cuya función es provocar una doble separación de gas en el fluido que se desea producir, la primera separación es natural, el gas es desprendido del

¹⁶ INTERNATIONAL TRAINING GROUP TECHNICAL ASSISTANCES. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Falla y Trouble Shooting, 2003.

fluido que genera un nivel de sumergencia en el espacio anular del revestidor-tubería.

La otra separación es producto de las secciones de anclas, estas secciones poseen en su superficie una especie de copas bordeadas por agujeros mientras que el líquido a través de los orificios produce una caída de presión lo cual ocasiona un desprendimiento de gas en el crudo que entra a la otra fase de separación, una vez que el fluido entra a través de las secciones de anclas, el fluido descansa en un tubo de barro y dentro de este se encuentra otro tubo conocido como el tubo de succión. El tubo de succión es por donde se hace el fluido con el menor porcentaje de gas en solución para la entrada de la bomba.

Otra alternativa para minimizar este inconveniente se basó en el uso de **Bombas Metálicas**¹⁷. La incapacidad de los elastómeros para manejar fluidos con altos volúmenes de gas (el material podría quemarse si la bomba opera en vacío o ampollarse si el elastómero es muy permeable), altos contenidos de aromáticos y elevadas temperaturas imponen restricciones al método, las cuales serían subsanadas si se utilizara un material insensible a estos efectos. Se han considerado diversas aleaciones mecánicas, cerámicas, fluoelastómeros, etc.

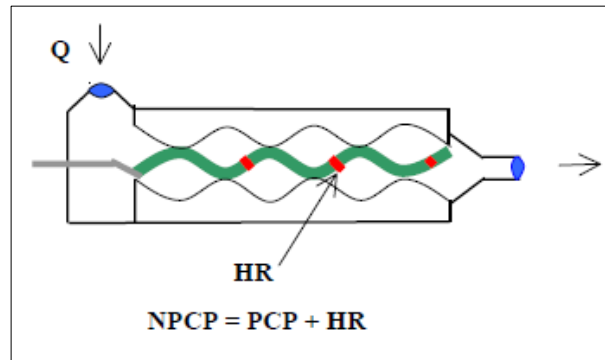
Se evaluaron diversos materiales elastoméricos en pozos sometidos a inyección alternada de vapor, sin ningún éxito ya que los mismos no resisten tan elevadas temperaturas. Además a finales de 1998 se instaló una bomba de cavidades progresivas totalmente metálicas (sin elastómero) en un pozo sometido a recuperación térmica, para aquel entonces fue la primera aplicación a nivel mundial, sin embargo, la eficiencia de la bomba fue muy baja y no hubo éxito al tratar de compensarla incrementando la velocidad de rotación.

2.2.1 Nueva Tecnología (NPCP, NEW PROGRESSING CAVITY PUMP). La nueva bomba de cavidad progresiva (NPCP) no es más que una bomba de

¹⁷ ESP INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting Trouble Shooting, 2003.

cavidad progresiva tradicional (PCP) con un sistema de reguladores hidráulicos (HR) instalados en el rotor de la bomba¹⁸.

Figura 13. NPCP (New Progressing Cavity Pump).



BRATU, Christian y SEINCE, Laurent. New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production, 2005..

Los reguladores hidráulicos son los que propiamente recirculan el fluido entre las cavidades, con el objetivo de controlar la reacción termo-hidráulica de la bomba y evitar la excesiva restauración de calor, lo cual traería como resultado una falla prematura del estator.

Este nuevo concepto en PCP surge en vista de que, como es bien conocido, la PCP ha mostrado problemas significativos al manejar mezclas multifásicas, con alta fracción de gas (GVF). Por lo que la NPCP es capaz de manejar mucho mejor dichas condiciones (% Gas a la entrada de la bomba hasta un 90 %), gracias a sus reguladores hidráulicos internos, que recirculan el fluido dentro de la bomba. Los beneficios son múltiples. Primero, distribuye uniformemente la presión a lo largo de la bomba, lo que estabiliza la temperatura. Segundo, compensa el volumen de gas comprimido en las cavidades progresivas. Además, protege al estator y por consiguiente incrementa el rendimiento de la bomba.

¹⁸ BRATU, Christian y SEINCE, Laurent. New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production, 2005.

Las dimensiones relativamente pequeñas de los reguladores hidráulicos HR y su distribución a lo largo de la bomba resulta un diseño multifásico eficiente. Comparado con la PCP, el nuevo sistema de la NPCP controla los parámetros, tales como temperatura y torque por fricción, reduce el consumo de energía y mejora el rendimiento hidráulico (tasa de flujo, presión distribuida).

2.3 ALTERNATIVAS PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El separador de gas permite mejorar la eficiencia en el bombeo disminuyendo la capacidad de carga en el motor producida por la interferencia de gas cuando ésta llega a ser severa¹⁹.

2.3.1 Separador convencional o estático. Invierte el sentido de flujo del líquido, de este modo el gas libre continúa su trayectoria ascendente hacia el espacio anular; se recomienda utilizar este tipo de separador en pozos donde la cantidad de gas libre no es muy grande a la profundidad de colocación del aparejo.

2.3.2 Separador rotativo o dinámico. Existen dos tipos de separadores dinámicos, el separador centrífugo y el separador vortex:

El primero tiene como principio de funcionamiento la centrifugación, cuenta con cuatro secciones: succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y by-pass.

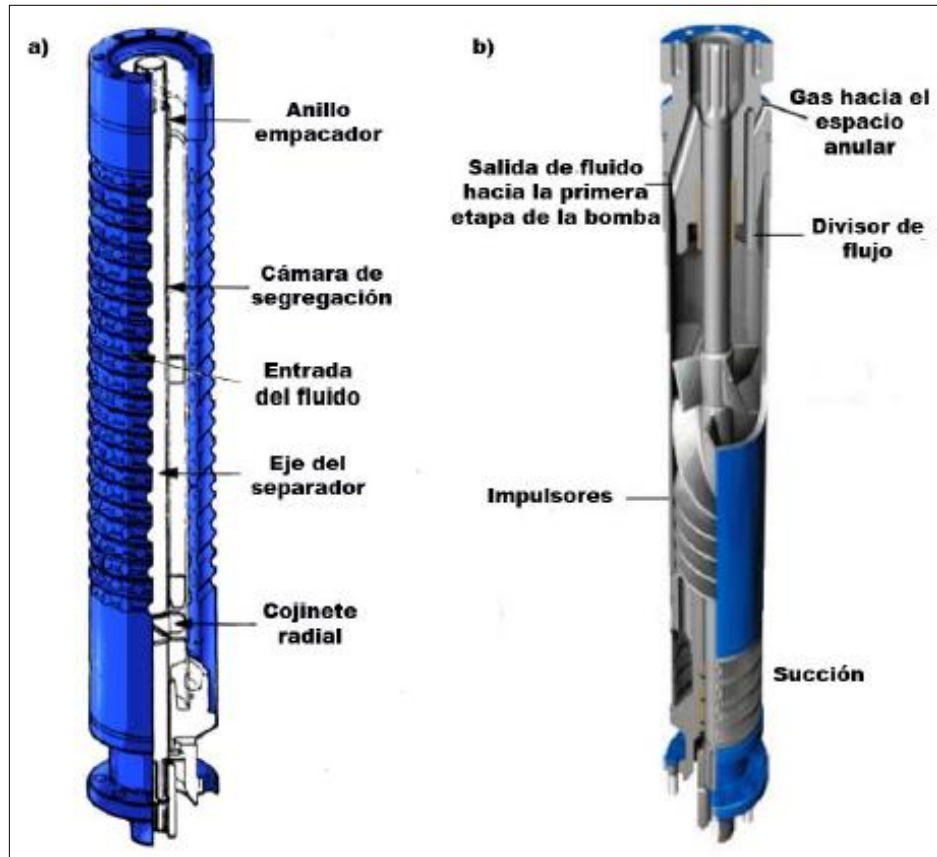
En la cámara de incremento de presión, el impulsor rotatorio transmite la fuerza centrífuga a los fluidos del pozo; las partículas más densas tienden a moverse hacia la periferia del separador y en forma descendente mientras que el gas permanece en la parte central siendo posteriormente dirigido al espacio anular.

Por otro lado el separador tipo Vortex utiliza este efecto del mismo nombre, generado en el fluido al pasar por los puertos de entrada, inductor, propulsor y by-

¹⁹ GÓMEZ, Jose Ángel. Sistema de procesamiento submarino en el cinturón plegado perdido. Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.

pass de descarga, su rendimiento y durabilidad es mejor que otros cuando manejan fluidos altamente abrasivos.

Figura 14. Componentes de los separadores: a) Convencional, b) Dinámico.



GÓMEZ, Jose Ángel. Sistema de procesamiento submarino en el cinturón plegado perdido. Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.

A pesar de ser un componente opcional es importante considerar algunos de los efectos causados por la presencia de gas libre en el interior de la bomba, se encuentran: la reducción de la eficiencia, la fluctuación en la carga del motor, el posible efecto de cavitación y que el comportamiento de ésta se aparte del señalado en las curvas características.

Aunque no es práctica común eliminar totalmente el gas libre, pues esta no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo; es bueno conocer la eficiencia de separación que ofrecen los diferentes tipos de separadores así como el porcentaje de gas que permiten pasar hacia la bomba.

Desde 1930, las bombas de tornillo gemelo han sido utilizadas en la industria petroquímica para usos siempre en superficie, tales como: transporte de fluidos de alta viscosidad, operaciones en oleoductos, procesos de altas temperaturas en refinерías, etc. Can - K Process & Mining Equipment Ltd. Ha desarrollado un sistema de levantamiento artificial basado en una bomba de tornillo gemelo totalmente metálica, la cual tiene como principales características, el manejo de altas cantidades de gas (hasta un 100%), altas cantidades de arena, y a altas temperaturas, reduciendo a su vez, el consumo de energía. El sistema de levantamiento Artificial tipo tornillo gemelo (Twin Screw Pumping), es un sistema de bombeo rotativo de desplazamiento positivo multifásico en el cual el flujo a través de la bomba (tornillos) es de manera axial.

Figura 15. Etapa de una Bomba de Tornillo Gemelo.



Can-K Process & Mining Equipment L.

El fluido es llevado a través de los espacios dejados por los dos tornillos sin fin y es desplazado axialmente mediante la rotación combinada de los mismos; estos tornillos están alineados de manera que generan una serie de sellos que se mueven entre la succión y la descarga de la bomba. Este juego de sellos actúa

como un laberinto y provee a la bomba de tornillo gemelo la capacidad de mantener presión positiva llevando así continuamente fluido desde la succión hasta la descarga.

Debido a la relativa baja inercia de sus partes rotativas, las bombas de tornillo gemelo pueden manejar altas velocidades, sin generar vibraciones o turbulencias las cuales generan daños a la instalación y a la misma bomba. Es importante anotar que las posibles vibraciones que se puedan presentar son causadas por el manejo de altos contenidos de gas a altas velocidades.

Gracias a que los tornillos nunca se tocan, existe menos fricción entre sus partes rotativas, lo cual permite afirmar que la bombas de tornillos gemelo requieren menos energía que una bomba convencional de cavidades progresivas; también gracias a esta propiedad estas bombas pueden manejar altas cantidades de gas.

La descarga es constante y depende directamente al tamaño de la bomba, a las revoluciones de sus rotores internos (tornillos), a la viscosidad del fluido desplazado y es independiente a la presión o cabeza dada por el sumergimiento de la bomba en el fluido. Además pueden manejar un rango de viscosidades que van desde fluidos del alta viscosidad (ej. bitumen) hasta fluidos de muy baja viscosidad (Ej. Etanol), y un rango de presiones desde 50 a 5000 psi, dependiendo del fluido. La presión de descarga es proporcional a la longitud y al número de etapas de la bomba, de hecho, la presión en cada movimiento de las cavidades formadas por el espaciamiento entre los tornillo aumenta gradualmente y uniformemente desde la succión hasta la descarga de la bomba, este aumento de presión es denominado “presión por etapas”.

3. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPLETAMIENTO

Maximizar el volumen de producción, conservar el capital y los costos operativos bajo control son aspectos críticos que afrontan las industrias del sector petrolero. Los costos de inactividad son excesivamente altos y deben ser minimizados. De acuerdo a esto la solución más clara era restringir la entrada de este gas a la bomba, pero, ¿Cómo se lograba? Y en caso de que entrara, ¿Cómo hacer para sacar este gas sin la necesidad de gastar el crudo de consumo o la utilización del equipo de Wellservices?.

Para poder proveer soluciones a los problemas es necesario conocer las condiciones de operación de cada uno de los pozos, las cuales incluyen:

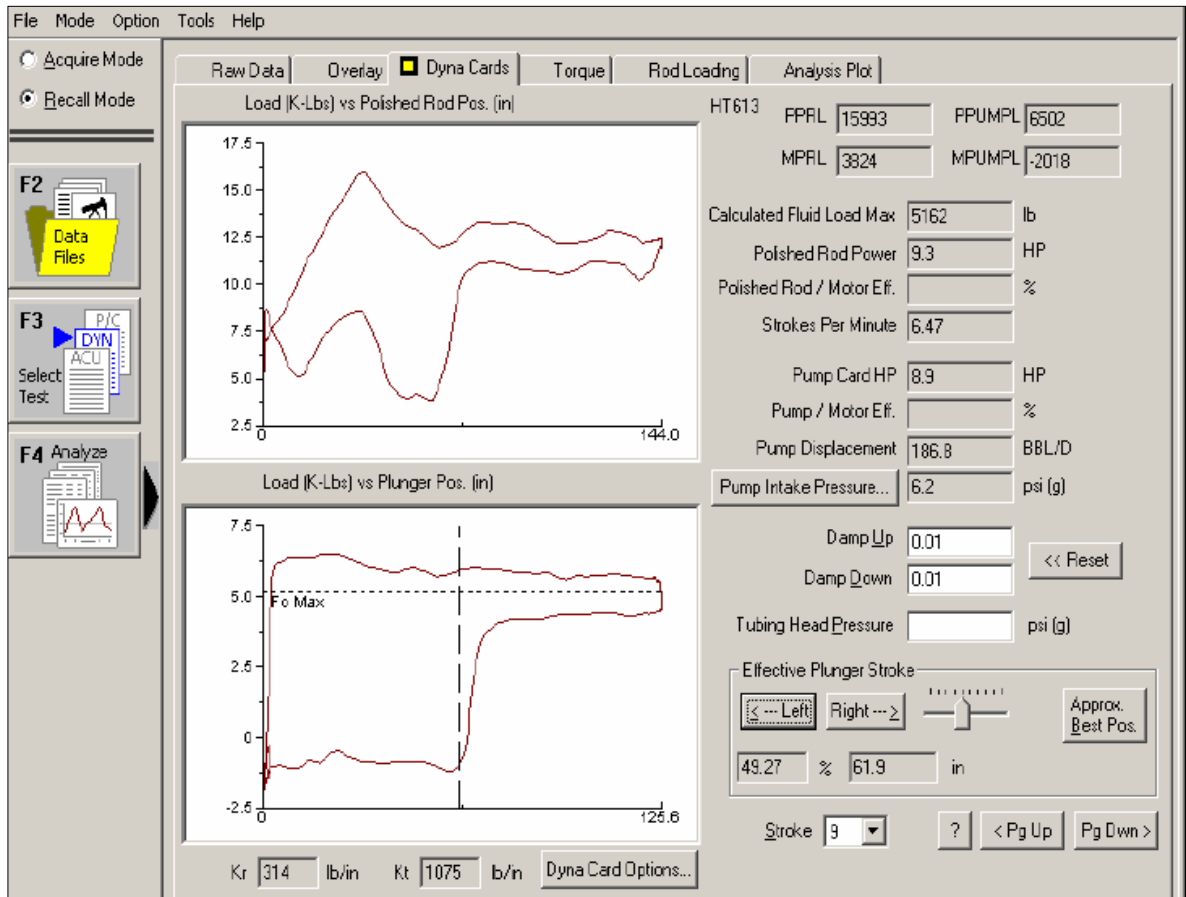
- ✓ Estado Mecánico.
- ✓ Ubicación de Intervalos Productores de Gas.
- ✓ Porcentaje de producción de arena y ubicación de intervalos productores.
- ✓ Cantidad de Gas Producido.

3.1 ANÁLISIS BOMBEO MECÁNICO²⁰

Pozo BM1: Pozo con una producción de 200 BOPD, 200 KSFCD, bomba de 2" RHAC, completado con tubería de 2-7/8" a 4400 FT, constante bloqueo e interferencia por gas, necesario chequeo constante por parte del supervisor de producción, se deja por lo general con un recorrido menor del establecido para permitirle lo que se conoce como golpe de bomba, con el objeto de remover el gas en fondo. Poseía una diferida de producción de 30 BOPD, oscilando entre 180 y 170 BOPD su producción diaria.

²⁰ DÍAZ, Jorge Antonio y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa, 2007..

Figura 16. Carta Dinamométrica Pozo BM1.



PETROSANTANDER S.A.

Para este pozo se tuvo en cuenta que producía una cantidad de arena que no podía ser despreciada, para lo cual además de no poder instalar otro sistema más grande de separación, se debía controlar esta arena en fondo. Por esta razón y considerando el gas que entra a la bomba, se diseñó un accesorio denominado PETROVALVE.

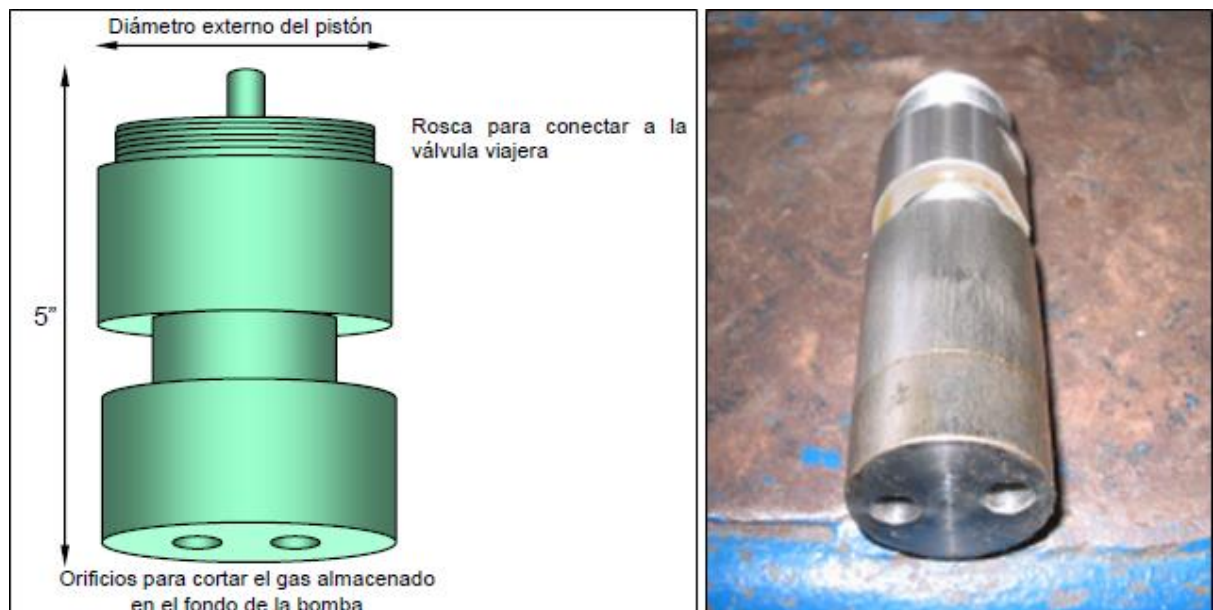
La idea de este accesorio es forzar en pequeñas cantidades el gas acumulado en fondo para que sea transferido a la válvula viajera por los dos orificios pequeños

ubicados en la parte posterior y sea movido junto con el fluido total, ya que el colchón que se forma es imposible de romper solo con la válvula viajera.

Se decidió modificar el sistema de separación en fondo, para lo cual se diseñó una nueva ancla de gas. Como no se podía correr un sistema fijo en fondo debido a la cantidad de arena producida proveniente de los intervalos superiores y que los de gas se encontraban en el fondo, y con la intención de no restringir el flujo de entrada a la bomba debido a la alta producción del pozo, se fijó un ancla conectada a la tubería pero con otras características.

La PETROVALVE al contar con un espacio vacío en el que se pueden alojar pequeñas cantidades de gas (aproximadamente unas 5”), le es posible a medida que se comprime el colchón recoger algo de este gas y permitir la entrada de crudo de la formación a la bomba y ocupar el lugar que deja este gas.

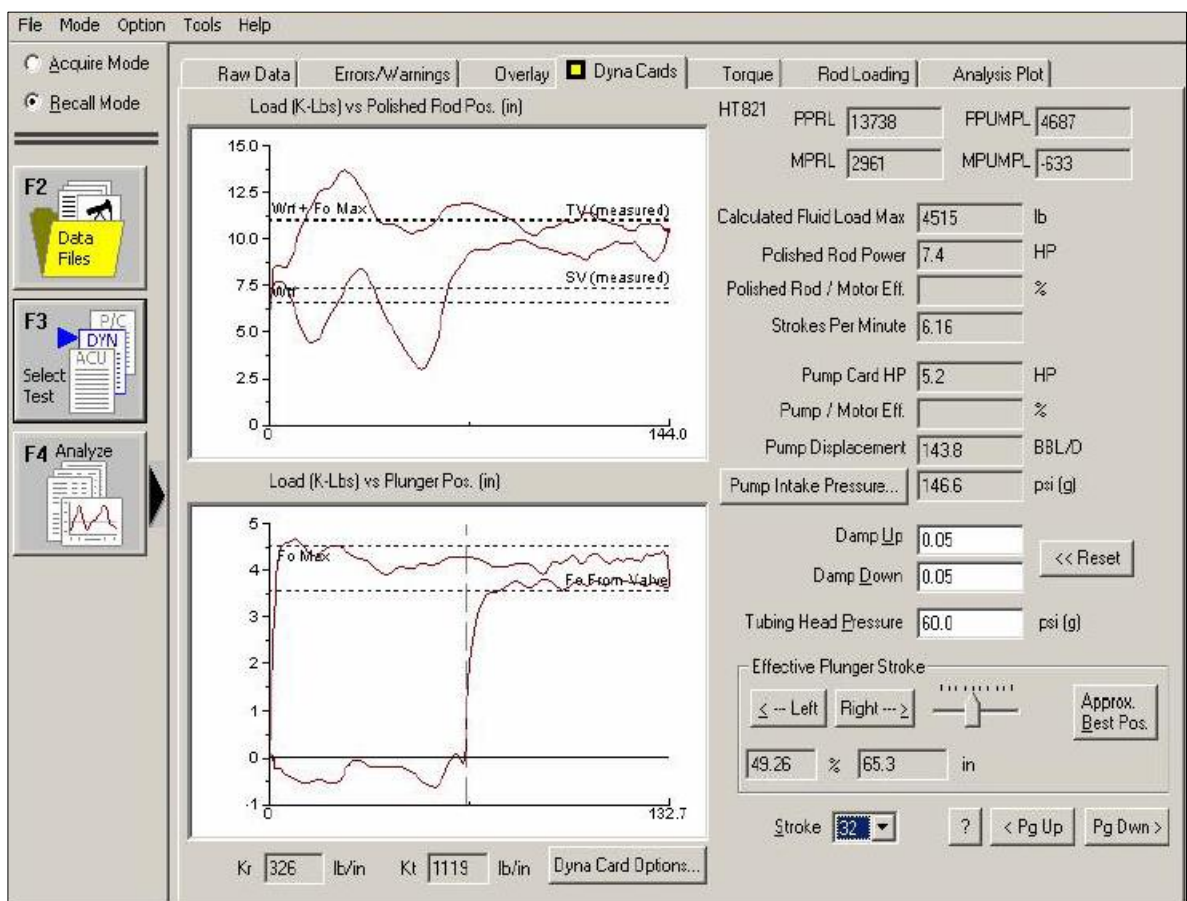
Figura 17. Esquema de una Petrovalve.



DÍAZ, Jorge y LÓPEZ, Juan. PETROSANTANDER S.A.

Esta ancla a diferencia de contar con un tubo externo de 3-1/2”, cuenta con un tubo de 4” con 40 a 42 Pies de longitud y el Lead tube es de 2-3/8” con una longitud de 26 a 28 Pies, esto con el objeto de favorecer la separación por gravedad, al disponer de una longitud mucho mayor y un diámetro mayor, atendiendo también a la consideración de tener un espacio mayor para alojar la arena decantada durante el proceso y a la producción de crudo.

Figura 18. Carta Pozo BM1 después de la instalación del ancla de gas modificada.



PETROSANTANDER S.A.

En la carta podemos analizar que con las nuevas modificaciones hechas al completamiento original, se controló la interferencia por gas, quedando solamente un pequeño golpe de fluido.

Tabla 1. Comparativo pozo BM1.

POZO BM1	Antes de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla modificada
Producción (BOPD)	170-180	180	210
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Leve	Leve	Leve

Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Análisis económico:

Tabla 2. Costo inversión total pozo BM1.

ITEM	COSTO
INVERSIÓN (ANCLA + DISPOSITIVO)	\$ 2.433.104,00
COSTO POR SERVICIO	\$ 155.000.000,00
TOTAL	\$ 157.433.104,00

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

Tabla 3. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM1.

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL (USD)	VALOR TOTAL (\$)
20	30	50	\$ 93.000.000,00

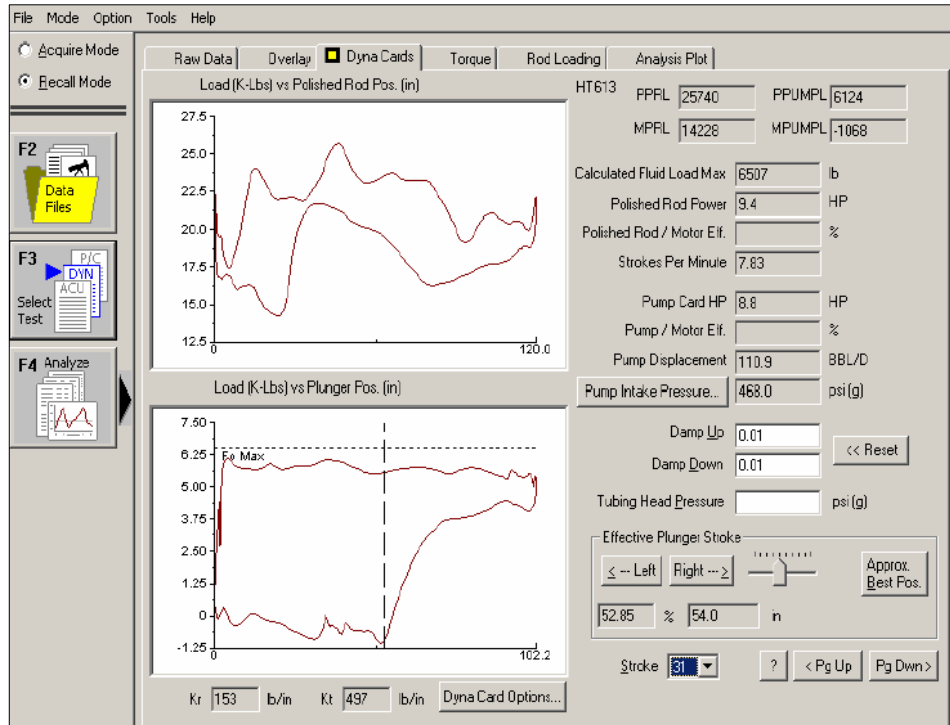
Modificado de PETROSANTANDER S.A.

De lo anterior se puede concluir que al instalar un ancla de gas mejorada + dispositivo (válvula), disminuye la interferencia por gas y en consecuencia aumenta la producción, por el cual se obtienen ganancias de \$ 93.000.000 mensual. Teniendo en cuenta el costo del servicio y garantizando que no se vuelva a intervenir el pozo por lo menos en 5 meses, la inversión se recupera en 1,7 meses; se podría hablar entonces de ganancias netas de \$ 803.566.896 anuales.

Pozo BM2:

El Pozo tiene una producción de 75 BOPD y 300 KSCFD, bomba de 1-1/2" RHAC, Completado con sarta mixta 2-3/8" y 2-7/8" a 8300 FT, constante bloqueo e interferencia por gas, además 5 servicios por cambio de bomba, desgaste en la válvula fija por la entrada de gas, diferida de producción de 20 BOPD.

Figura 19. Carta Dinamométrica Pozo BM2.

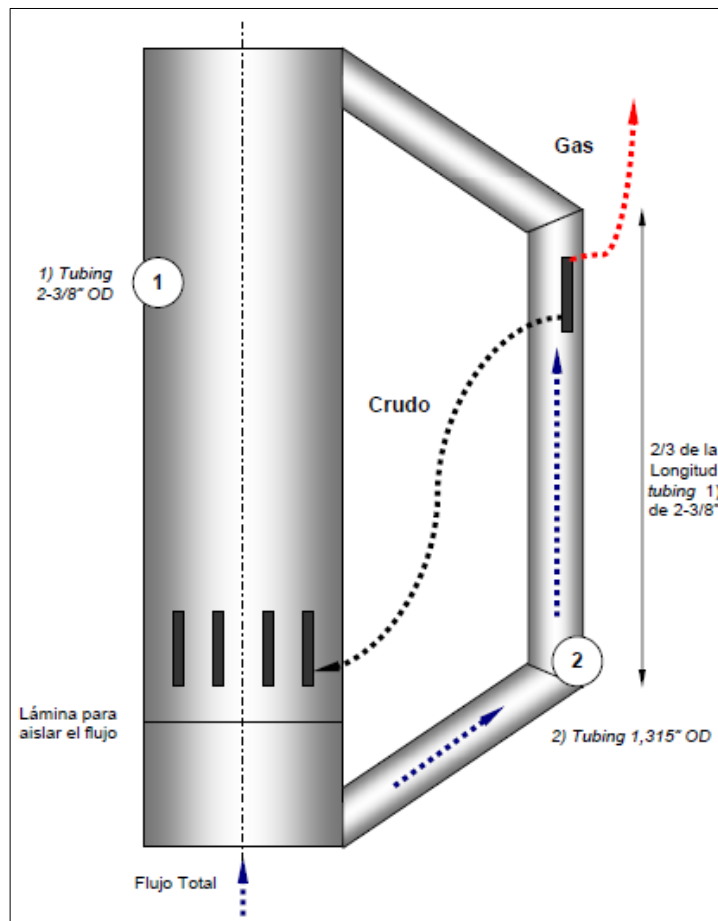


PETROSANTANDER S.A.

En este pozo el problema era parecido al pozo BM1, con la variante de que arriba no existían perforaciones productoras de arena, lo cual nos daba una gran ventaja sobre el sistema de fondo, aplicando también la Petrovalve.

Se decidió modificar el sistema de separación en fondo por medio de un nuevo diseño de Ancla de Gas. Como no se podía correr un sistema fijo en fondo debido a la cantidad de arena producida proveniente de los intervalos superiores y que los de gas se encontraban en el fondo, y con la intención de no restringir el flujo de entrada a la bomba debido a la alta producción del pozo, se fijó un ancla conectada a la tubería pero con otras características.

Figura 20. Ancla de Gas Inversa, utilizada en el pozo BM2.

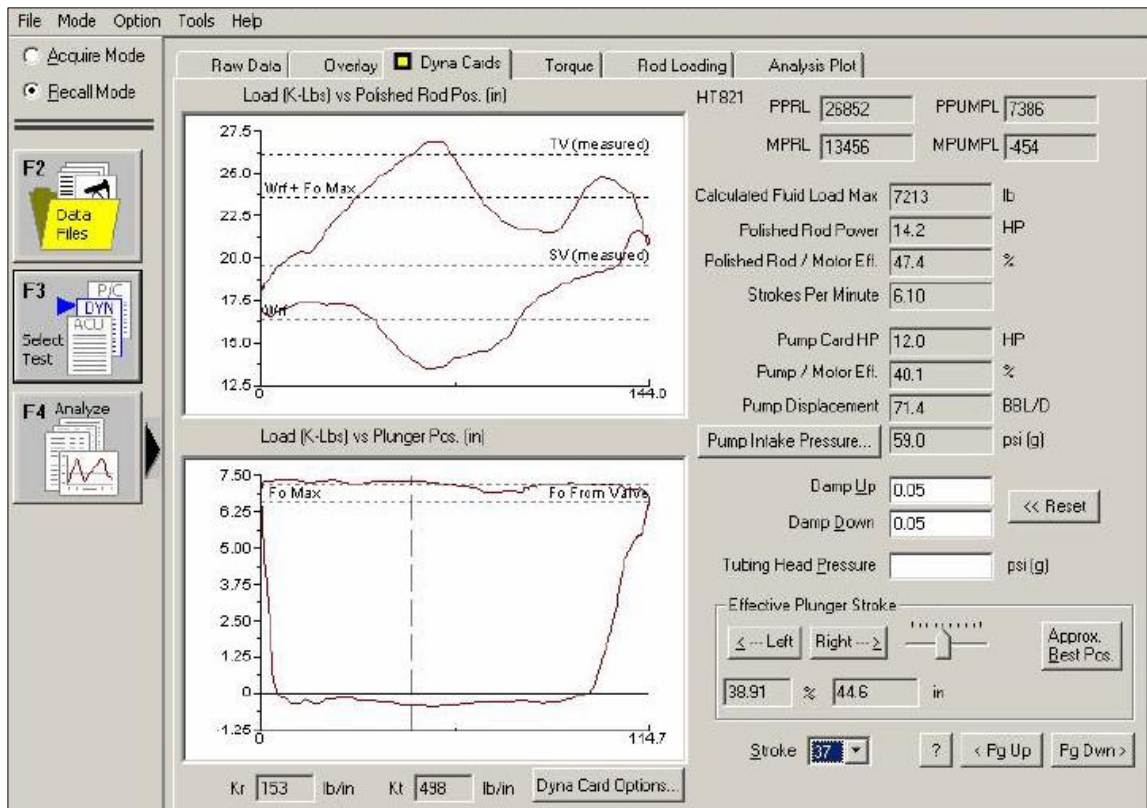


DÍAZ, Jorge y LÓPEZ, Juan. PETROSANTANDER S.A.

De acuerdo a lo anterior, se decidió correr un completamiento diferente:

En fondo, encima de las perforaciones de gas un empaque modelo "D", logrando un sello en el anular y obligando al fluido total a pasar a través de un orificio interno en él. Este cambio de diámetros generaría una caída de presión que daría por resultado una liberación de gas antes de llegar a la bomba. Este gas pasaría a través de un Seal Locator, que no es otra cosa que un pedazo de tubo de aproximadamente el diámetro del orificio del empaque, con unos 3 o 4 Pies de longitud y que entra ajustadamente en él, de aquí pasaría a el ancla de Gas inversa cuyo fin consiste en aislar totalmente el fluido total proveniente de la formación, guiándolo a través de un Lead tube externo y permitiendo solo el regreso por gravedad del crudo a la bomba.

Figura 21. Carta Pozo BM2 después de la instalación del ancla de gas modificada.



PETROSANTANDER S.A.

Tabla 4. Comparativo pozo BM2.

POZO BM2	Antes de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas inversa
Producción (BOPD)	55-60	60	75
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Leve	Leve	Leve

Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Análisis económico:

Tabla 5. Costo inversión total pozo BM2.

ITEM	COSTO
INVERSIÓN (ANCLA + DISPOSITIVO)	\$ 2.433.104,00
COSTO POR SERVICIO	\$ 173.600.000,00
TOTAL	\$ 176.033.104,00

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

Tabla 6. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM2.

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL (USD)	VALOR TOTAL (\$)
20	30	50	\$ 93.000.000,00

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

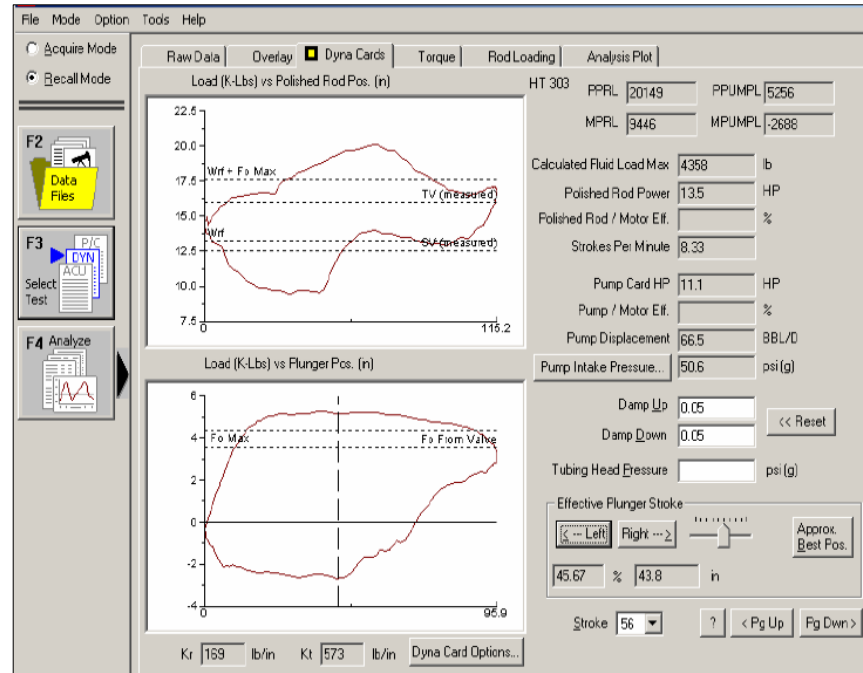
De lo anterior se puede concluir que al instalar un ancla de gas modificada + dispositivo (válvula), disminuye la interferencia por gas y en consecuencia

aumenta la producción, por el cual se obtienen ganancias de \$ 93.000.000 mensual. Teniendo en cuenta el costo del servicio y garantizando que no se vuelva a intervenir el pozo por lo menos en 5 meses, la inversión se recupera en 1,9 meses; se podría hablar entonces de ganancias netas de \$ 766.366.896 anuales.

Pozo BM3:

Pozo de no mucha producción de aceite solo 42 BFPD, y únicamente 13 BOPD, 69 % BSW, pero 205 KSFCD, lo cual resulta en una relación gas aceite (GOR) de 15769 SCF/STB, presentaba fuerte interferencia por gas y bloqueo constante, esta interferencia contribuía a la formación de un golpe de fluido que dejaba en malas condiciones la bomba de subsuelo. Tenía una diferida de 8 barriles, dejando únicamente 5 para la producción.

Figura 22. Carta Dinamométrica Pozo BM3.

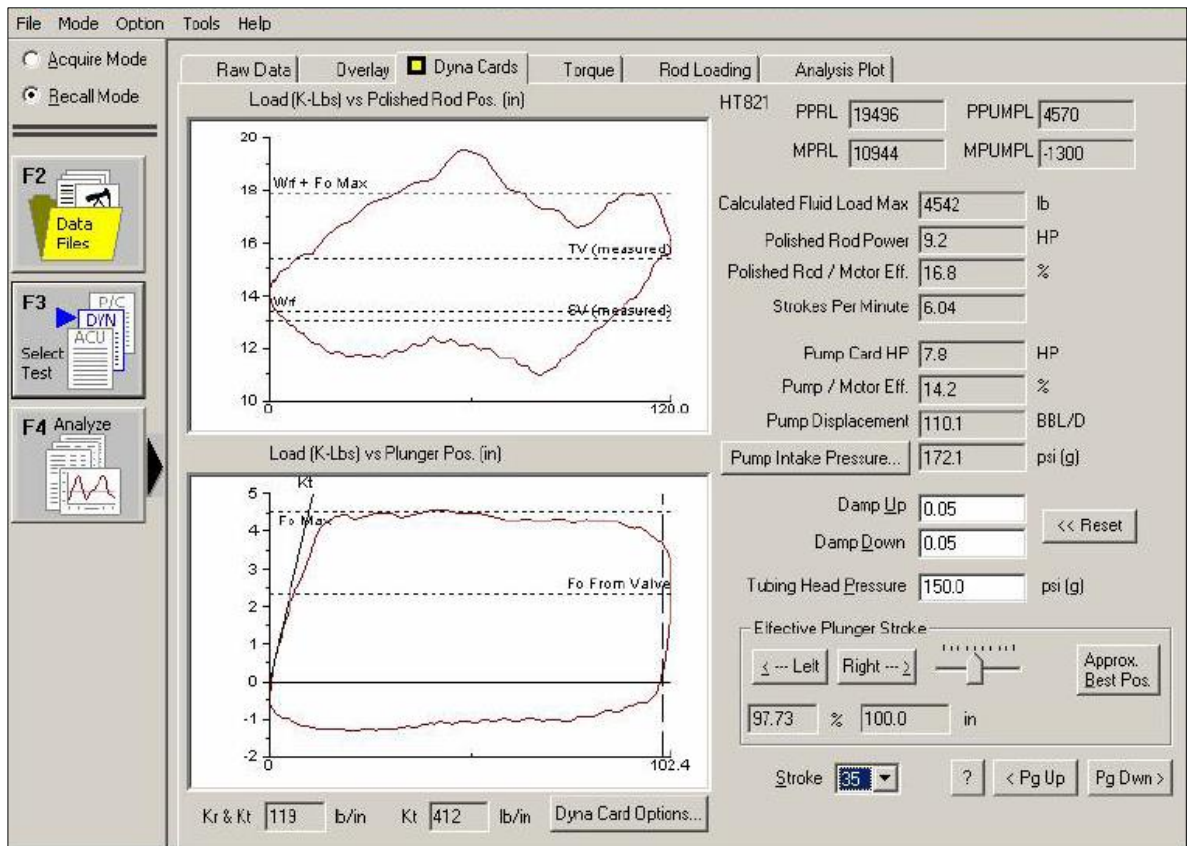


PETROSANTANDER S.A.

El caso de este pozo es muy particular, debido a la gran profundidad, la gran cantidad de gas producido, el nivel de fluido, la ubicación de los intervalos que lo aportan y que no existen productores de arena en la parte superior. Se evaluó la posibilidad de utilizar un sistema de Ancla de Gas simple, pero el gas era demasiado y entraba a la bomba, por esto se decidió correr un nuevo sistema, teniendo en cuenta la ventaja de no tener mucha arena producida.

El sistema consiste en un empaque A-2 Lockset recuperable con un ancla de gas inversa conectada por encima de este. De esta forma se obliga a todo el fluido a pasar a través de 2 caídas de presión que disminuyen la cantidad de gas en solución y en consecuencia el gas que entra a la bomba.

Figura 23. Carta Pozo BM3 después de la instalación del ancla de gas modificada.



PETROSANTANDER S.A.

Tabla 7. Comparativo pozo BM3.

POZO BM3	Antes de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas inversa
Producción (BOPD)	5-7	10	13
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Leve	Leve	Leve

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

Análisis económico:

Tabla 8. Costo inversión total pozo BM3.

ITEM	COSTO
INVERSIÓN (ANCLA + DISPOSITIVO)	\$ 5.578.064,00
COSTO POR SERVICIO	\$ 173.600.000,00
TOTAL	\$ 179.178.064,00

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

Tabla 9. Perdidas consecuencia de la diferida de producción BM3.

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL (USD)	VALOR TOTAL (\$)
8	30	50	\$ 37.200.000,00

Modificado de PETROSANTANDER S.A.

De lo anterior se puede concluir que al instalar un ancla de gas modificada + dispositivo (válvula), disminuye la interferencia por gas y en consecuencia aumenta la producción, por el cual se obtienen ganancias de \$ 37.200.000 mensual. Teniendo en cuenta el costo del servicio y garantizando que no se

vuelva a intervenir el pozo por lo menos en 5 meses, la inversión se recupera en 4,8 meses; se podría hablar entonces de ganancias netas de \$ 93.621.936 anuales.

3.2 ANÁLISIS BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS²¹

Pozo PCP1:

Tabla 10. Datos del pozo PCP1.

Datos de Completación		Datos de Producción	
Tope Perforaciones	2820 Ft	Producción	130 bppd
Base de perforaciones	3018 Ft	Temperatura de cabezal	90 °F
Revestimiento OD-peso	7" x 23 #/pie	Presión de cabezal	50 Psi
Líner OD-Profundidad	5"- 2723'	Nivel dinámico de flujo	1697 Ft
Tubería OD-Peso	3-1/2" x 9,3 #/pie	Nivel estático	N/D Ft
Cabillas OD-Grado	1" Grado D		
Profundidad Bomba	2676 Ft		
Datos de Yacimiento		Historia de Pozo	
Presión Estática	600 Psi	Pozo completado con sistema LAG, el 08-03-06. El 05-09-07 se realizó cambio de método de producción de LAG a PCP. Run life 4 meses. El 11-01-08 el pozo se encontró con cabilla partida. El 17-03-08 se instaló la nueva tecnología NPCP. Encontrándose activo desde 30-03-08 con una producción promedio de 130 bppd y 30% de agua.	
Presión de fondo fluvente	440 psi		
Presión de burbujeo	1740 Psi		
Temperatura de Fondo	142 °F		
R_P_G	5000 pc/bbl		
Gravedad del gas	0,65		
Gravedad del crudo	26 °API		
% de agua y sedimento	30 %		
Salinidad del agua	3000 ppm		

Adaptado de VILLALOBOS, Jhosiref Josefina. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. Magíster Scientiarum en Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia, 2010.

²¹ VILLALOBOS, Jhosiref Josefina. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. Magíster Scientiarum en Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia, 2010.

Según pruebas de producción, el equipo de levantamiento instalado en este pozo (NPCP) ha respondido satisfactoriamente a los requerimientos del mismo. Antes de su instalación (Bajo el Método PCP Tradicional) la producción promedio se encontraba en aproximadamente 150 BPPD, 25%AyS y 750 MPCD de gas. Después (Bajo el Método de la Nueva Tecnología en PCP) la producción tiende a mantenerse en 130 BPPD, 30%AyS y 780 MPCD de gas. Observándose un menor aporte diario en producción. Sin embargo, el sistema de levantamiento anterior, reportó una vida útil de 4 meses, a diferencia del nuevo sistema en PCP, el cual reporta hasta la fecha 17 meses de vida continua en operación. Lo que marca significativamente la optimización del rendimiento tanto en producción como en tiempo de vida útil del equipo PCP; y por consiguiente la reducción de costos por mantenimiento.

En vista de que ambos tipos de sistemas PCP, tradicional y nueva tecnología, han sido instalados en el pozo, pudiéndose hacer un estudio del desempeño de uno y otro, así como también a las condiciones de producción a la que está sometido el equipo (Alta RGP, alrededor de los 7000 PCD/BPD) se continuará con la evaluación del mismo, sometiéndolo a todas las actividades del proyecto.

A partir de los reportes de producción de la base de datos generada para el pozo PCP1, se elabora la siguiente tabla que contiene tanto los resultados de los registros de nivel como los parámetros operacionales registrados en la vida productiva del pozo, antes y después de la instalación de la NPCP. Así como también un resumen de los acontecimientos más resaltantes que se dieron durante la operación de ambos equipos. Para la validación de las condiciones de operación de este pozo, con el equipo NPCP, se realizaron varias inspecciones a las instalaciones del mismo, chequeando los parámetros operacionales, de manera de constatar los valores reportados de las variables, los cuales coincidían con los observados en campo.

Tabla 11. Resultados Registros de Nivel y Parámetros Operaciones del Pozo PCP1.

Parámetros	Fechas (PCP Tradicional)							Fechas (Nueva PCP)							
	15-09-07	05-10-07	12-11-07	23-11-07	13-12-07	03-01-08	09-01-08	03-04-08	19-04-08	23-05-08	22-08-08	28-08-08	24-09-08	09-12-08	08-03-09
RPM	80	80	80	150	80	80	80	79	90	95	95	120	130	130	130
HP	6			7,3		5	5	3,3	4	5	6		9		10
AMP	19		27	23,7	20,6	27,7	27,7	19,5	19,5		21,3	21	22	23,9	
VOLT	212	213,5	213	393	213,5	214	214	-	238	251	251,4	251	341	342	
HZ	27	27,4	27,1		27,3	27,3	27,38	27,2	30,6	32	32,3		44	44	44
LBF/FT	120	518	564		594	436	436	217	225	240	346	368	405	421	410
N. de fluido	1895'			1641'			1634'	1836'	1745'	1772'	1820'	-	1819'	-	-
PIP (Psi)	372			-				-	298	-	-	-	-	-	-
Pwf (Psi)	412			401			507	-	422	-	400	-	420	-	-

Adaptado de VILLALOBOS, Jhosiref Josefina. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. Magíster Scientiarum en Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia, 2010.

Como se observa, antes de la instalación NPCP el equipo de levantamiento reporta altos valores de torque, entre 400 y 600 Lbf/pie a bajas velocidades de operación, como lo es 80 RPM. De acuerdo a la experiencia en campo, este modelo de bomba de cavidad progresiva tradicional, reporta a dichas condiciones de operación con moderados volúmenes de gas, unos 200 a 350 Lbf/pie. El torque excesivo es producto de la gran cantidad de gas que pasa a través del equipo, generándose mayor fricción entre el rotor y estator, debido a que no cuenta con reguladores hidráulicos, lo que llevó a un daño prematuro del equipo. Por otra parte, el consumo de energía como se nota en el período de vida útil de la bomba, se encuentra entre los 23 y 28 amps, haciéndose mayor también el requerimiento de energía para operar la misma. Con el sistema NPCP, se reportan varias velocidades de cabilla, entre 80 y 130 rpm, las cuales se fueron incrementando progresivamente de acuerdo a los resultados de los registros de nivel. El torque a velocidades menores de 100, se encuentra entre 220 y 350 Lbf/pie, el cual está en el rango promedio de torque por experiencia para este equipo en su tradicional diseño, sin embargo, a velocidades mayores de 100 rpm, los valores de torque reportados son entre 350 y 410 Lbf/pie, justificados por la producción de gas; es

de notar, que todavía a velocidades de 130 rpm alcanzadas con la NPCP, no se reportaron torques tan excesivos como con la PCP tradicional, debido a la distribución de presión que genera la NPCP entre sus cavidades, gracias a los reguladores hidráulicos. En cuanto a los valores de amperaje, estos varían de 20 a 24 amps, notándose menor consumo de energía con respecto al sistema anterior. Entonces, puede decirse que se ha logrado disminuir el torque de la bomba, y así prolongar la vida útil del sistema en condiciones de producción con presencia de altos caudales de gas, y por consiguiente también el consumo de energía requerida para la operación del mismo.

Es importante resaltar que la NPCP está diseñada para manejar hasta un 90% de gas libre a la entrada de la misma, como se mencionó anteriormente. Los resultados obtenidos señalan que el equipo está manejando un porcentaje de gas promedio del 70%, cuyo valor en una PCP tradicional traería problemas operativos y una falla prematura del estator. Ahora bien, frente a estas condiciones de producción, la nueva tecnología ha mostrado un buen comportamiento, su tiempo de operación con porcentaje de gas entre 65 y 90% se acerca a la vida útil promedio calculada para una PCP tradicional operando con bajas tasas de gas (% de gas menor a 65%). Lo que soporta aún más la característica principal de la NPCP, la cual es que va dirigida a pozos con alta relación gas petróleo.

Análisis económico:

El siguiente análisis se realizó teniendo en cuenta los 17 meses en los cuales se presentó la primera falla del equipo NPCP, se resaltaron cada uno de los ingresos y egresos de los dos sistemas de levantamiento, basados en la producción, run life y número de intervenciones.

Tabla 12. Egresos pozo PCP1 (PCP Convencional).

ITEM	COSTO
PCP	\$ 511.903.000,00
COSTO POR SERVICIO	\$ 694.400.000,00
TOTAL	\$ 1.206.303.000,00

Adaptado de Villalobos J. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. 2010.

Tabla 13. Ingresos pozo PCP1 (PCP Convencional).

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL (USD)	VALOR TOTAL (\$)
150	450	50	\$ 10.462.500.000,00

Adaptado de Villalobos J. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. 2010.

Tabla 14. Egresos pozo PCP1 (Nueva tecnología).

ITEM	COSTO
NPCP	\$ 639.878.750,00
COSTO POR SERVICIO	\$ 173.600.000,00
TOTAL	\$ 813.478.750,00

Adaptado de Villalobos J. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. 2010.

Tabla 15. Ingresos pozo PCP1 (Nueva Tecnología).

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL (USD)	VALOR TOTAL (\$)
130	510	50	\$ 10.276.500.000,00

Adaptado de Villalobos J. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. 2010

Basándonos en los saldos finales del sistema PCP y NPCP, se puede concluir que la nueva tecnología a pesar de producir 20 bppd menos, a lo largo de los 17 meses se pueden obtener \$ 206.824.250 de ganancias más en comparación con seguir produciendo bajo una bomba PCP convencional.

Pozo PCP2:

De acuerdo a los reportes de producción, la nueva tecnología en PCP, ha respondido exitosamente a los requerimientos del mismo. Antes de la instalación NPCP (Bajo el método LAG) la producción promedio era de 50 BBPD, 4%AyS y 400 MPCD de gas. Después (Bajo el Método de la Nueva Tecnología en PCP) la producción tiende a mantenerse en 75 BBPD, 2%AyS y 25 MPCD de gas. Observándose un aumento en la producción como resultado de un mejor provecho al aporte del yacimiento.

En este caso no es posible evidenciar diferencias en cuanto a la vida útil, pues se trata de sistemas de levantamiento diferentes. Sin embargo, es de notar que el sistema NPCP reporta a la fecha 12 meses de vida continua en operación, acercándose al tiempo promedio de vida útil de los sistemas PCP tradicionales en esta Unidad de Explotación calculado a 18 meses. Lo que conlleva a decir que ha mostrado una vida óptima de operación. En vista de que el sistema de levantamiento anterior es LAG, no podrá observarse el comportamiento actual con respecto a la PCP tradicional.

3.3 ANÁLISIS BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE²²

Para este propósito se tomó un pozo típico y se realizó una evaluación desde el punto de vista técnico (simulación) con un software conocido para simulación BES, adicionalmente se interrelacionó con la compañía que suministra las bombas de

²² CASTAÑO, César y ÁLVAREZ, Carlos. Evaluación técnico económica para la implementación de sistema de levantamiento artificial bomba electrosumergible de tornillos gemelos en el campo Caño Limón, 2011.

tornillos gemelos (Can K) y se evaluó un diseño con este sistema en el mismo pozo.

Para poder realizar la evaluación técnica de los sistemas es necesario conocer los parámetros de Yacimientos y el estado mecánico actual del pozo.

Se debe determinar o estimar la productividad del pozo a la profundidad de operación de la bomba; de modo que este régimen de bombeo no debe producir una condición de agotamiento de nivel, ni tampoco un excesivo nivel de fluido sobre la bomba, la cual debe fijarse por encima del intervalo productor, ya que el motor está diseñado para ser enfriado por el paso de fluido en el pozo.

Para la evaluación de la propuesta hecha por la compañía que suministra las bombas de tornillos gemelos se mantuvieron los mismos parámetros de diseño y estado mecánico utilizados para la evaluación del sistema de bombeo electrosumergible convencional, la modificación importante solo se realizó en la bomba ya que es ahí donde está el valor agregado de esta tecnología.

Pozo BES1:

Asentamiento bomba (TVD): 4500'

Tubing: 5 1/2"

Casing: 9 5/8"

Análisis económico:

Al comparar los resultados de diseño en los dos casos se observa un decremento de consumo en el sistema, lo que implica un ahorro del 15% al mes en costos de energía del sistema.

Tabla 16. Comparación resultados entre sistemas de levantamiento para el pozo BES1.

PARAMETRO	BES CONVENCIONAL	TORNILLOS GEMELOS	CONDICIONES ACTUALES	UNIDADES
Índice de productividad	27	27	27	BFPD/PSI
Corte de Agua	94	94	94	%
Producción estimada de fluido	10000	10000	10000	BFPD
Producción estimada de aceite neto	600	600	600	BOPD
Frecuencia de operación	53	60	63	Hz
TDH	4141	4141	3800	FT
Presión estática a PMP	1959	1959	1959	PSI
Presión en cabeza de pozo	150	150	150	PSI
Voltaje en las terminales del motor	3110	3400	3110	V
Corriente del motor	95	87	135	A
Carga del amperaje del motor	96	87	96	%
Carga en la zapata del sello	100	86	65	%
Carga del variador	94	89	100	%
Consumo variador	551	438	444	KVA
Consumo del sistema BES	477	421	490	Kwh
Costo de la energía	27475	24250	28224	US\$/M

Adaptado de CASTAÑO, César y ÁLVAREZ, Carlos. Evaluación técnico económica para la implementación de sistema de levantamiento artificial bomba electrosumergible de tornillos gemelos en el campo Caño Limón, 2011.

El sistema “tornillos gemelos” puede manejar hasta el 100% de gas comparado con el 40% tolerable para las bombas BES convencionales y presenta un excelente comportamiento operacional en presencia de altas temperaturas.

Desde el punto de vista económico, para la utilización de bombas de tornillos gemelos CAN-K comparada con las bombas Electrosumergibles con sello, se implementa su uso en el pozo BES1, como se explica a continuación:

Este pozo tiene una producción inicial de 600 bbls de aceite. Se simula implementar una bomba de tornillos gemelos CAN-K con un valor de US\$ 140,000. Para el cálculo del NPV y de establecer su rentabilidad, se simulará la instalación de una bomba electrosumergible con sello que tiene un costo de 135,000.

A cada uno de los dos casos, se le realiza una evaluación de rentabilidad, con el objeto de compararlos y verificar si se obtiene beneficio con la reducción de los costos de energía.

Para comparar los dos casos, se emplea como indicador de rentabilidad, el Valor Presente Neto. Por otra parte, es necesario fijar un horizonte de tiempo de la misma magnitud, ya que se están comparando equipos con diferentes vidas útiles; para esto se buscó un mínimo común múltiplo aproximado, de dichas vidas útiles. Este valor fue 730 días aproximadamente o 24 meses.

Tabla 17. Tabla de análisis económico para el pozo BES1.

CRITERIO	CASO 1	CASO 2
Valor presente Neto	667,4 MUS\$	665,8 MUS\$
Tiempo de vida	> 760 Días	< 760 Días
Tipo de bomba	CAN-K	Estándar
# de periodos mensuales	24	24
Concepto VPN	VPN Mayor	VPN Menor
Concepto tiempo de vida	Mayor al promedio	Igual al promedio
Inversión de capital	Mayor	Menor
Operación	Baja frecuencia, menor consumo e igual producción	Frecuencia óptima, mayor consumo y producción diferida.

Adaptado de CASTAÑO, César y ÁLVAREZ, Carlos. Evaluación técnico económica para la implementación de sistema de levantamiento artificial bomba electrosumergible de tornillos gemelos en el campo Caño Limón, 2011.

De acuerdo a lo anterior, se supone que las inversiones se repiten en las mismas condiciones hasta alcanzar los 730 días.

En la evaluación económica, es necesario tener en cuenta todos aquellos aspectos que intervienen en la obtención de los flujos de fondos para cada caso,

por ejemplo: inversión inicial, costo de operación, costo de energía eléctrica, costo de tratamiento de los fluidos de superficie, servicios de pozos, regalías, retenciones, remesas, impuestos, declinación del pozo, producción, entre otros.

Una vez se cuenta con toda la información, se procede a determinar el capital de inversión y los ingresos netos, para luego obtener el valor presente neto.

Al analizar el valor presente neto obtenido de la simulación de la bomba de tornillos gemelos CAN-K contra el real de la instalación de la bomba P-110, se observa el beneficio económico que se obtiene cuando se instala una bomba de tornillos gemelos. La mayor magnitud del valor presente neto de la instalación de la bomba CAN-K demuestra que a pesar de tener un valor presente neto muy cercano al de la bomba electrosumergible, se obtiene un mayor beneficio económico.

Se pueden destacar dos aspectos importantes: El primero, es que a pesar de que el valor del equipo y de la instalación es el mismo para los dos casos, la inversión de capital en instalaciones es menor a través del tiempo. Y el segundo es que al evitar el desgaste severo el valor del caudal producido se mantiene por más tiempo, con lo cual la producción no obtenida inicialmente queda como diferida.

Además es posible razonar que el mayor valor de la instalación CAN-K queda cubierto por la reducción de los costos de energía y el mayor tiempo de vida obtenido.

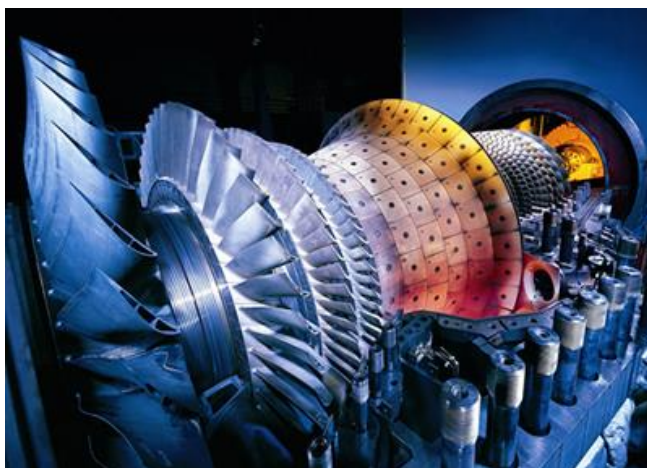
4. OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS

Para la industria del petróleo y gas, es un reto extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos con la menor inversión posible. Es por esto, que las empresas orientan sus esfuerzos en estudios que permitan minimizar operaciones y aprovechar los recursos. Por tal motivo, su optimización debe ser evaluada con el objetivo de mitigar la pérdida de eficiencia en los sistemas de levantamiento mencionados, reducir costos, y evitar el venteo del gas cuando se realizan operaciones de descarga, desperdiciando la energía contenida en él, generando además una atmosfera explosiva²³.

Se han planteado diferentes alternativas para el aprovechamiento de cada uno de los recursos producidos, entre los cuales se destacan:

- a. Aprovechar el gas como combustible para autogeneración eléctrica, sustituyendo el diésel que actualmente de utiliza.

Figura 24. Generador eléctrico impulsado por la industria del gas.



www.naturalgas.org/overview/uses_eletrical.asp.

²³ SÁCHICA, Jorge Andrés. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de ECOPETROL S.A, 2010.

- b. La construcción de una red de anulares, mezclando además tecnología que ayude a optimizar el sistema, mediante la aplicación de Compresores de viga, y los Compresores de patín, el cual son los mayormente utilizados en el mundo gracias a su bajo costo de operación y a su funcionalidad. El método de compresión en el cabezal del pozo ha sido utilizado por décadas para incrementar la presión en la cabeza del pozo hacia la línea de ventas (CHP casing head gas) para el caso de pozos gasíferos, ó para despresurizar anulares incrementando la eficiencia en los sistemas de extracción de líquidos.

Figura 25. Conexión anulares pozo PCP.



REYES, Anderson. Estudio técnico-económico de la creación de red de anulares para campo Tibú. 2013.

- c. Utilización del gas producido para el auto funcionamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2) el cual presentan su principio de funcionamiento en motores de combustión interna.

Figura 26. Unidad Bombeo mecánico VSH2.



REYES, Anderson. Estudio técnico-económico de la creación de red de anulares para campo Tibú. 2013.

- d. Con base a un estudio técnico-económico, contemplar la posibilidad de instalar sistemas de levantamiento artificial por gas, garantizando así el aumento de producción y optimización de recursos económicos.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Para proveer soluciones a los problemas de gas en fondo y teniendo en cuenta el tipo de sistema de levantamiento, es necesario conocer el estado mecánico del pozo, ubicación de intervalos productores de gas y crudo, porcentaje de producción de arena y cantidad de gas producido, con el fin de obtener resultados eficientes.
- ✓ La acumulación de gas en fondo de pozo ocasiona bloqueos, vibraciones, mal funcionamiento, aumento en el gradiente de presión y calentamiento en los sistemas de subsuelo, haciendo que la eficiencia volumétrica de las bombas disminuyan a un 50-70% aproximadamente.
- ✓ Las diferentes alternativas de completamiento hacen posible el aumento de la producción de crudo en un 25% para bombeo mecánico; en las bombas PCP se evidencia una disminución en la producción de crudo, pero un aumento en el Run Life de 13 meses aproximadamente, el cual genera balances económicos positivos; en cuanto al bombeo electrosumergible se presenta una mayor tolerancia al gas en un 60%.
- ✓ La optimización de recursos producidos podría enfocarse en el aprovechamiento del gas como combustible para generación eléctrica, auto funcionamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial y la construcción de una red de anulares que despresurice el pozo con el fin de mejorar la eficiencia de valores de 80%.
- ✓ A pesar de las prácticas operaciones que reducen los problemas ocasionados por el gas en fondo de pozo, se debe evitar el venteo en las operaciones de descarga, para reducir de manera significativa las emisiones de CO₂ eq/año y no generar además una atmosfera explosiva.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Estudiar nuevas alternativas de completamiento y otros diseños de separadores, para instalarlos en pozos reales con altos problemas de interferencia por gas, analizando el antes y después de su instalación con el fin de mejorar las eficiencias.

- ✓ Continuar con estudios enfocados principalmente a sistemas de levantamiento por cavidades progresivas, para mejorar no solamente el Run-Life del pozo sino también los porcentajes de producción; con ayuda de la experiencia de campo, avances tecnológicos e información bibliográfica.

- ✓ Desarrollar trabajos que analicen las diferentes propuestas de optimización de recursos energéticos descritos en esta monografía como: uso del gas combustible para generación eléctrica, auto funcionamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial y construcción de una red de anulares; basados en conceptos técnicos que soporten dichas ideas.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ ARANDA, Felipe de Jesús. Bombeo electrocentrífugo sumergido. Apuntes de la materia de Sistemas artificiales de producción, 2011.
- ✓ ARIAS, Edgar. Propuesta de diseño para el reacondicionamiento de bombeo mecánico con equipo TRP. Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- ✓ BOHÓRQUEZ, Miguel. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo well analyzer en los campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Práctica empresarial, 2005.
- ✓ BRATU, Christian y SEINCE, Laurent. New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production, 2005.
- ✓ CASTAÑO, César y ÁLVAREZ, Carlos. Evaluación técnico económica para la implementación de sistema de levantamiento artificial bomba electrosumergible de tornillos gemelos en el campo Caño Limón, 2011.
- ✓ CHILUIZA, Wendy y ROSALES, José Andrés. Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa bloque 1 operado por EP Petroamazonas. Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2013.
- ✓ CRAFT, Benjamin y HAWKINS, Murray. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Cap 1. Prentice-Hall, 1959.
- ✓ DÍAZ, Jesús Héctor. Bombeo electrocentrífugo sumergido. Colegio de ingenieros petroleros de México, 2002.
- ✓ DÍAZ, Jorge Antonio y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa, 2007.
- ✓ EQUIMAVENCIA. Manual de Bombas de Cavidad Progresiva para petróleo, 2004.

- ✓ ESP INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting Trouble Shooting, 2003.
- ✓ ESP OIL. ENGINEERING CONSULTANTS. Taller de Bombeo por Cavidades Progresivas - Ingenieros. Maracaibo, Venezuela, 2005.
- ✓ FAGG, W. Dynamometer Charts and Weighing, Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950, pp.165-174.
- ✓ GÓMEZ, Jose Ángel. Sistema de procesamiento submarino en el cinturón plegado perdido. Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.
- ✓ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008V1. [Manual en línea]. Disponible: www.oilproduction.net/pcpoiltools.htm [Consulta: Junio 2008].
- ✓ INTERNATIONAL TRAINING GROUP TECHNICAL ASSISTANCES. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Falla y Trouble Shooting Trouble Shooting, 2003.
- ✓ MCCOY, J.N., PODIO A.L., HUDDLESTON K. L.. Acustic Determination of Produccing Bottonhole Pressure. SPE. Formation Evaluation, September 1988, pp. 617-621.
- ✓ MCCOY, J.N., PODIO A.L., Improved downhole gas separators, 1995.
- ✓ ROJAS, Jeison David y SARMIENTO, Luis Enrique. Evaluación del comportamiento y optimización del sistema electrosumergible en el campo Cantagallo, 2012.
- ✓ SÁCHICA, Jorge Andrés. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de ECOPETROL S.A, 2010.
- ✓ VILLALOBOS, Jhosiref Josefina. Evaluación de una nueva tecnología de sistemas de bombeo de cavidad progresiva en pozos con alta relación gas petróleo. Magíster Scientiarum en Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia, 2010.
- ✓ WALTON, Gilbert. An Oil Well Pumping Dynagraph. API Drilling and Production Practice, 1936, pp. 94- 115.